

Departamento en Ingeniería Eléctrica
2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“CRITERIOS DE INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO MARINO”

Ignacio de la Rosa Armstrong

Tutora

María Ángeles Moreno López de Saá

RESUMEN

La energía eólica es de las más fuertes en desarrollo y avance dentro del mundo de las renovables. A su vez dentro de este campo, una tecnología aun en desarrollo y con ciertas limitaciones es la relativa a los parques eólicos marinos (u “offshore”).

Este trabajo fin de grado surge del interés personal del autor por conocer este tipo de tecnología y todos los aspectos relativos a la instalación de un parque eólico marino que se deben tener en cuenta.

Durante este documento se va a hacer mención a las diferentes partes de las que se compone una instalación eólica offshore. Se comenzará tratando las posibles ubicaciones del parque, seguido habrá una breve introducción al cálculo de la potencia del viento del parque (sin olvidar hablar de los tipos de aerogeneradores), posteriormente se definirán los tipos de cimentaciones y subestaciones encargadas en la sostenibilidad de estas instalaciones.

Por último, se ha querido tratar como tema principal el cableado submarino, desde los cables utilizados hasta su tendido en el lecho marino. Se quiere recalcar esta última parte como centro del trabajo. Finalmente se comentará brevemente las que se creen simulaciones y normativas importantes referente a la instalación de estos parques eólicos marinos.

Palabras clave: Cableado, tendido submarino, conexión HVDC, conexión HVAC, offshore, aerogenerador, parque eólico marino, cimientos

ABSTRACT

Wind energy is one of the strongest in development and progress within the renewable energy world. At the same time within this field, a technology still in development and with certain limitations is responsible for offshore wind farms.

This final degree project arises from the author's personal interest about knowing this type of technology and all aspects related to the installation of an offshore wind farm that must be taken into account.

During this document, mention will be made of the different parts of an offshore wind installation. It will start by treating the possible locations of the park, followed by a brief introduction to the calculation of the wind power of the park (without forgetting to mention the types of wind turbines), then the types of foundations and substations responsible for the sustainability of these facilities will be defined.

Finally, it has been wanted to treat submarine wiring as the main theme, from the cables used to laying on the seabed. We want to emphasize this last part as the center of work. Finally, we will briefly comment on the creation of simulations and important regulations regarding the installation of these offshore wind farms.

Key words: Wired up, submarine laying, HVDC connection, HVAC connection, offshore, wind generator, marine wind farm, foundations

AGRADECIMIENTOS

Querría empezar dando las gracias mi tutora María Ángeles, pues desde que me presenté sin previo aviso en su oficina hasta el último día del proyecto, comenzó a pensar en posibilidades, documentos de apoyo, noticias y maneras de encauzar mi proyecto. Dar las gracias por su paciencia y puntos de vista profesionales. Ha sabido aguantarme y sobrellevar tutelar a un alumno como yo en la distancia durante un Erasmus+ con lo que ello conlleva de distracciones y nuevas experiencias.

Dar las gracias a mis amigos y su apoyo, en especial a mi compañero Javier Arranz, que me ayudo a saber por dónde empezar el TFG y los aspectos que debería prestar más atención.

Por último, dar las gracias a mi familia, padres y hermana, por apoyarme en este año y felicitar nuevamente a mi hermana por darme una sobrina preciosa. A pesar de haber realizado un Erasmus+ en mi último curso, gracias al apoyo incondicional de mi padre, que conoces mucha gente nueva y repleto de experiencias nuevas increíbles, también ha sido un año muy duro en cuanto a situaciones familiares, y personales. Estas últimas acentuadas sobre todo en un periodo de verano de claustro y mucha mejora personal, no sólo para mí, sino también para la gente que me rodea. Por eso gracias en especial a mi madre, por ser una de las mujeres más fuertes en mi vida, y a ti también, Cristina. Gracias.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	13
1.1 Introducción.....	13
1.2 Objetivos.....	14
1.3 Estructura de la memoria	15
CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL FONDO MARINO Y COSTAS	17
2.1 Fondos marinos en costas europeas.....	17
2.2 Fondos marinos en costa española.....	18
CAPÍTULO 3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS.....	21
3.1 Partes de las que se conforma un aerogenerador	21
3.2 Evaluación del recurso eólico.....	23
3.2.1 El viento	24
3.2.2 Factor de Weibull, altura y tipo de terreno	25
3.2.3 Pasos para el estudio de la potencia del viento	27
3.3 Selección del generador	32
CAPÍTULO 4. TIPOS DE CIMIENTOS Y SUBESTACIONES	35
4.1 Cimientos	35
4.1.1 Cimientos fijos	35
4.1.2 Cimientos flotantes	38
4.2 Subestaciones offshore	40
4.2.1 Instalación subestación	40
4.2.2 Mantenimiento.....	42
CAPÍTULO 5. CABLEADO SUBMARINO	43
5.1 Tipos de conexiones	44
5.2 Partes del cable.....	47

5.3 Tipos de cables.....	50
5.4 Tendido del cable	57
5.4.1 Buque cablero.....	57
5.4.2 Requisitos de instalación y método de tendido	59
5.4.3 Protección y Mantenimiento	63
5.5 Marco legislativo	64
CAPÍTULO 6. REQUISITOS DE FUNCIONAMIENTO QUE HA DE CUMPLIR UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	66
CAPÍTULO 7. ENTORNO SOCIOECONÓMICO	70
10.1 Impacto social.....	70
10.2 Impacto ambiental	70
5.3 Impacto económico	71
CAPÍTULO 8. CONCLUSION Y TRABAJOS FUTUROS	73
8.1 Conclusión.....	73
8.2 Trabajos futuros.....	73
GLOSARIO.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Atlas batimétrico y topográfico europeo [4]	17
Figura 2. Número de turbinas offshore instaladas en Europa en 2017 y potencia promedio [7]	18
Figura 3. Mapa batimétrico de la costa española [5]	19
Figura 4. Zonificación ambiental marina para parques eólicos en España [6]	20
Figura 5. Partes de un aerogenerador [40]	21
Figura 6. Partes de una torre	22
Figura 7. Movimientos de las masas de aire [36]	24
Figura 8. Rosa de los vientos y nombres de los vientos según dirección de procedencia [37]	25
Figura 9. Distribución de Weibull [38]	27
Figura 10. Curva de potencia G128-5.0 MW	29
Figura 11. Excel de cálculo de la energía media anual	31
Figura 12. Tabla con los valores de la rosa de los vientos	32
Figura 13. Generador de inducción [11]	33
Figura 14. DFIG [12]	34
Figura 15. Monopile [15]	35
Figura 16- Gravity [15]	36
Figura 17. Jacket [15]	37
Figura 18. Distribución del parque eólico " Hywind Scotland" [16]	39
Figura 19. Cimentación flotante Windfloat [19]	40
Figura 20. Subestación autoinstalable GIS de Alstom [20]	41
Figura 21. Subestación offshore de Iberdrola [21]	42
Figura 22. Cableado submarino de un parque offshore [22]	43
Figura 23. Conversión AC-DC / DC-AC [27]	44
Figura 24. Ejemplos de distribución del núcleo central de un cable [28]	48
Figura 25. Estructura de un cable aislado con papel impregnado, conexión HVDC de Nexans [25]	52
Figura 26. Estructura de un cable relleno de fluido [25]	53
Figura 27. Estructura cable de masa impregnada (MI) [25]	54

Figura 28. Cables extruidos de XLPE para HVDC y HVAC [26]	56
Figura 29. Estructura cable extruido [25]	56
Figura 30. Tanque del cable [29]	57
Figura 31. Maquinaria de tendido y recuperación de cables del buque “René Descartes” [29]	58
Figura 32. Tendido del cable mediante ROVs [26]	60
Figura 33. Colchón de hormigón [30]	60
Figura 34. Buque Skagerrak [31]	61
Figura 35. Buque Giulio Verne [32]	61
Figura 36. Buque Team Installer [30]	62
Figura 37. Buque C.S. Sovereign [30]	62
Figura 38. Corte y grampeo del cable [29]	64
Figura 39. Empalme en el barco [29]	64
Figura 40. Vuelta al lecho del cable empalmado [29]	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clase de rugosidad y Longitud de rugosidad _____	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 2. Coordenadas del emplazamiento _____	28
Tabla 3. Velocidad y factores K y C de distribución de Weibull _____	28
Tabla 4. Datos del aerogenerador G128-5.0 MW _____	29
Tabla 5. Especificaciones de los metales [28] _____	47
Tabla 6. Costes Aerogenerador _____	71
Tabla 7. Costes Subestación _____	71
Tabla 8. Costes Cableado Submarino _____	71
Tabla 9. Costes de Operación y Mantenimiento _____	71
Tabla 11. Costes Totales _____	72

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

Hoy en día es más palpable que nunca el hecho de que las energías renovables son el futuro de nuestro desarrollo a nivel energético tanto en transporte, industria, consumo individual, nivel público... Hemos de ser conscientes que las reservas de combustibles fósiles tienen un límite. No es exacto cuando se agotarán, pero no serán muchas más décadas.

También los gases de efecto invernadero y emisiones de CO₂ son una preocupación desde hace años y de los que la gente ya va siendo consciente y consecuente con ello. Según datos del Parlamento Europeo [1] en 2015, un 81,2% de las emisiones atmosféricas mundiales corresponden al CO₂, 10,6% al CH₄, 5,5% al N₂O y un 2,5% a los Hidrofluorocarbonos (HFCs). Del conjunto de gases un 78% corresponde al sector energético.

Con un porcentaje tan alto perteneciente a la energía, debemos seguir implementando energías renovables que cuiden el medio ambiente y ayuden a reducir la huella de carbono. Por ello, este trabajo se centra en la energía eólica y, en particular, en la energía eólica “offshore”. La energía eólica marina está siendo cada vez más puntera en su campo y es una apuesta fuerte en estos dos últimos años para instalaciones de gran capacidad como las implementadas por Dinamarca, Alemania o Inglaterra.

El 22 de febrero de 2017, Dinamarca cubrió toda la demanda energética con sólo la energía eólica [2], en enero de 2018 el 24,7% de la demanda eléctrica en España fue suministrada por energía eólica [3]. Aunque este último dato referente a la energía eólica en España hace referencia al conjunto de la eólica, se comenzaron ya con proyectos offshore como el caso de “Elisa”, el aerogenerador de 5 MW instalado en Gran Canaria. Esto demuestra que, si seguimos apostando por la eólica y, en concreto por la offshore, se podrán conseguir los objetivos de la EU en 2020 y 2030 de potencia instalada (165-216 GW y 251-392 GW, respectivamente) [2] y empezar a dejar de depender de suministros fósiles o nucleares.

Con todo este nuevo desarrollo de tecnologías renovables se hacen muy necesarios los estudios de cortocircuito, seguridad, protección, instalaciones, estudio del entorno... Dentro

de la eólica, en la tecnología offshore es vital seguir con el desarrollo e innovación de la instalación de las plantas en el fondo marino, pues a más de 50 m se hace imposible su instalación con la tecnología actual y por eso se están desarrollando tecnologías “Deep offshore” para más de 50 m de profundidad. En nuestras costas españolas se tiene un fondo muy irregular y es en pocos emplazamientos donde se puede contar con estas instalaciones a pesar de tener condiciones idóneas de viento. Por lo tanto, es necesario contar con una base y unos buenos estudios de las condiciones de instalación de estos parques para seguir prosperando. A todo esto, debe añadirse la conexión con el centro de distribución y transformación en tierra, pues el cableado submarino debe cubrir unas condiciones de seguridad y cortocircuito mucho más exigentes que los parques eólicos “onshore” debido a presiones submarinas y el entorno acuático al que se ve determinado, que puede culminar en catástrofe si no se hace correctamente.

El desarrollo e investigación de este proyecto surge de una motivación personal por descubrir más en profundidad el funcionamiento y mecánica de los parques offshore. Dentro de este campo siempre me ha intrigado el hecho de cómo se instala el cableado submarino, el transporte hasta alta mar y porque esta tecnología es tan necesaria. Con ello puedo descubrir todo el potencial de este recurso y formarme una posible opción de futuro profesional en este campo.

1.2 Objetivos

El objetivo principal de este proyecto es establecer los criterios mínimos que se deben tener en cuenta durante la instalación de un parque eólico offshore, y conocer el proceso de instalación, desde la evaluación del recurso hasta el tendido del cable submarino.

Con el desarrollo de este trabajo, el autor pretende adquirir conocimientos sobre la tecnología offshore, y las características que hacen que posea un mayor potencial que las onshore, descubrir las tecnologías ya desarrolladas para la instalación de estos parques y las que están por llegar.

El trabajo se contempla como una posible guía de los conceptos a tener en cuenta en la instalación de un parque eólico marino y las posibles mejoras que se pueden aportar.

En las siguientes líneas se indican los objetivos específicos que se desean cubrir en el proyecto:

- Adquirir conocimiento sobre las leyes costeras europeas y españolas y su cartografía marina para la instalación de parque eólicos marinos.
- Descubrir el funcionamiento y características especiales del cableado submarino.
- Conocer cómo se realiza el tendido de un cableado submarino y sus limitaciones.
- Profundizar en los parques eólicos y en concreto en su ámbito marino al ser una tecnología limpia y en auge.

1.3 Estructura de la memoria

En este apartado se va a proceder con la explicación de los capítulos que vendrán a continuación; nombrando cada capítulo y haciendo un resumen del contenido de cada uno de ellos:

CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL FONDO MARINO Y COSTAS

Primero se empieza realizando un estudio del entorno potencial donde se quiere situar el parque. Se han de diferenciar mapas más generales, como el europeo, de los que pueden ser luego más específicos, los de un país. En cuanto a España se refiere se tienen muchas limitaciones de profundidad, aparte de las que puedan existir de tránsito pesquero o zonas restringidas. Gracias a la herramienta del IDAE se facilita mucho el trabajo de identificación de zonas permitidas y potenciales para instalar los aerogeneradores.

CAPÍTULO 3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS

A continuación, se han planteado unos pasos a seguir para el correcto cálculo y estudio de la potencia del viento y elección del emplazamiento del parque eólico. Estos cálculos son dependientes de la altura del buje, localización y la rosa de los vientos. Previo a estos pasos se han desarrollado unos conocimientos básicos de nuestro recurso eólico, el viento, y características básicas que influyen en los cálculos y las partes de las que se conforma un aerogenerador. Todo esto, servido de la ayuda de la plataforma web de IDAE, han servido para finalmente tener un estudio más claro del viento en el emplazamiento deseado. Finalmente, en este apartado, se hace un breve aporte de los diferentes tipos de generadores.

CAPÍTULO 4. TIPOS DE CIMIENTOS Y SUBESTACIONES

Una vez se ha realizado un estudio en profundidad de la zona elegida, se procede a la explicación de las cimentaciones y subestaciones. Se ha descubierto durante el trabajo que son una parte vital en este tipo de proyectos. Se tienen desarrollados e implementados tres

tipos de cimentaciones fijas, pero la clave del desarrollo y explotación del potencial de estos sistemas son las cimentaciones flotantes. Si las investigaciones que se están desarrollando y aplicando desde el año pasado dan buenos resultados, supondrán un gran salto en cuanto a sitios que antes se creían inaccesibles.

CAPÍTULO 5. CABLEADO SUBMARINO

Pasada la explicación de subestaciones, llegaríamos a la parte principal del trabajo, la conexión entre el parque y tierra. Se han desarrollado los tipos de materiales y aislantes más utilizados en los parques offshore en base a sus propiedades básicas y al entorno salvaje a que se enfrentan. Previo a ello se ha querido recalcar la diferencia entre los tipos de transmisión HVDC y HVAC, y cuando es más práctica su utilización, siendo importante la tensión y distancia a la que se quiera transportar la energía obtenida de los aerogeneradores. Se ha desarrollado la realización del tendido del cableado submarino, sin alterar la fauna y flora submarina. Se ha de tener en cuenta esto último al elegir la ruta del cableado y los materiales menos peligrosos para el entorno.

CAPÍTULO 6. REQUISITOS DE FUNCIONAMIENTO QUE HA DE CUMPLIR UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

Por último, se ha querido proporcionar una información básica de las simulaciones y requisitos que ha de superar el parque una vez instalado y en funcionamiento. Debido a la numerosa información que se puede llegar a extraer de los artículos, se ha optado por la selección de unos pocos, los cuales se creen son los más convenientes y relacionados con nuestro trabajo, y dejar las fuentes de las que se han obtenido para que quien quiera pueda acceder a ello y tener a su disposición toda la información completa ya normalizada por la UE.

CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL FONDO MARINO Y COSTAS

2.1 Fondos marinos en costas europeas

A lo largo de toda la costa europea existen diferentes mares y océanos, en términos generales, y sin nombrar en más pequeña escala, están el Océano Atlántico, Océano Glaciar Ártico, Mar Mediterráneo, Mar Báltico, Mar Negro, Mar Caspio y Mar de Irlanda.

Los mares y océanos que bañan la parte norte de las costas europeas son las zonas más óptimas en cuanto a instalación de parques offshore, pues su profundidad varía de manera progresiva una larga distancia mar adentro de 0 a 200 m, dando margen a emplazar el parque en varias zonas buscando la mejor dirección y mayor fuerza constante del viento.



Figura 1. Atlas batimétrico y topográfico europeo [4]

La Figura 1 muestra el atlas batimétrico y topográfico europeo. En ella se diferencian diferentes tonalidades que van del blanco a un azul más oscuro. Las zonas blancas o de un azul claro muy leve se corresponden con las profundidades que van de 0 a 200 m, que son las que interesan de cara a instalar un parque offshore.

Se aprecia que la parte correspondiente al Mar del Norte, entre Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos y Alemania tiene las profundidades más leves y es donde a día de hoy se encuentran la mayoría de los parques instalados y el porcentaje mayor de potencia instalada.

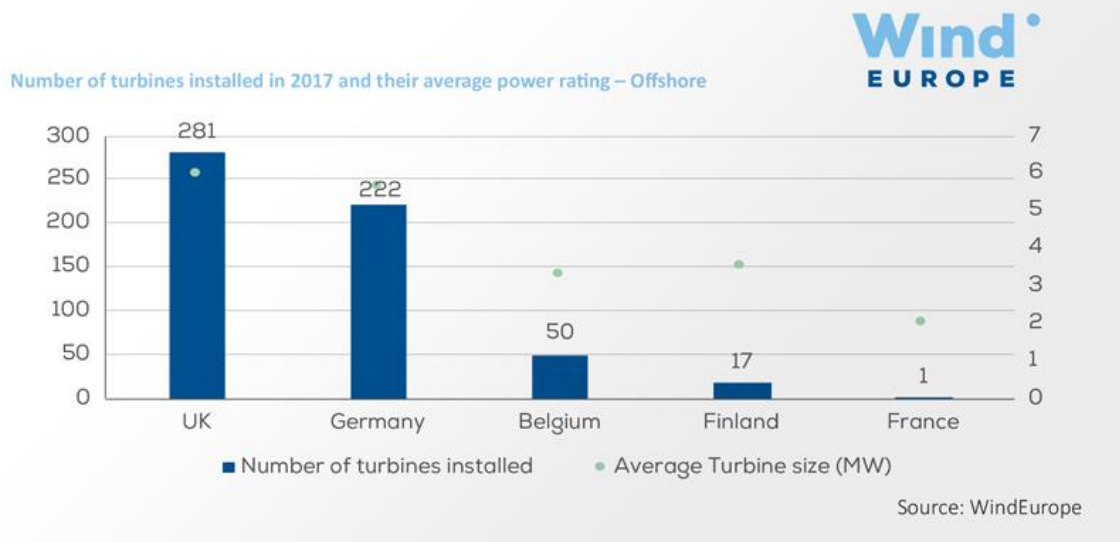


Figura 2. Número de turbinas offshore instaladas en Europa en 2017 y potencia promedio [7]

La Figura 2 muestra el número de turbinas offshore instaladas en Europa en el año 2017 y la potencia promedio de las mismas. Se ve que los países representados, que más turbinas han instalado en el año 2017, se corresponden justamente con las zonas más propicias que hemos expuesto respecto a la Figura 1. De entre ellos Reino Unido está despuntando este año en parques offshore y potencia instalada y, como veremos más adelante, también en parques offshore de gran profundidad. En cuanto a la potencia promedio de las turbinas instaladas, se aprecia que en Reino Unido y Alemania predominan las turbinas de 6 MW, mientras que Bélgica y Finlandia instalan de 3,5 MW de media, y por último se ve que Francia solo ha realizado la instalación de una turbina de 2 MW.

2.2 Fondos marinos en costa española

Ahora bien, si uno se centra en la costa española se puede apreciar que tiene saltos bruscos a poca distancia de la costa y que enseguida se pasa a una gran profundidad que no hace posible la instalación de la tecnología offshore.

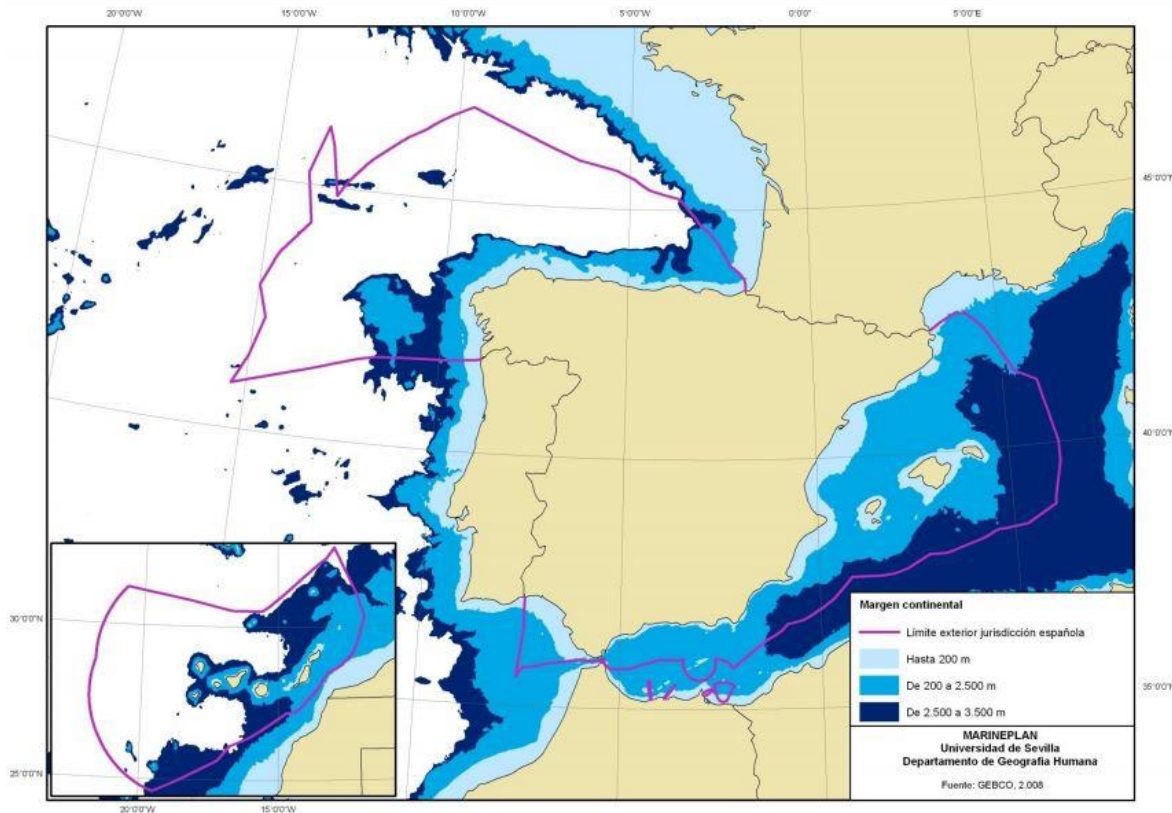


Figura 3. Mapa batimétrico de la costa española [5]

En la Figura 3 se muestra un mapa batimétrico de la costa española de donde se extrae de una manera muy visual las zonas más y menos profundas. A su vez quedan delimitadas las zonas de actuación bajo jurisdicción española. En la parte sureste, con poco que se aleje de la costa española, enseguida se cae a más de los 200 m de profundidad, y lo mismo con las Islas Canarias.

Por otro lado, si se fija uno en la zona norte y noroeste, rápidamente se aprecia un mayor margen de distancias frente a la costa que entra en rango hasta el máximo de los 200 m. Dentro de estas zonas potenciales habría que contrastar si entran en la denominada “zonificación ambiental marina para parques eólicos” (Figura 4), que muestra las zonas con limitaciones por parte política para cualquier tipo de alteración en el ecosistema.



Figura 4. Zonificación ambiental marina para parques eólicos en España [6]

Dentro de la plataforma del Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE) [6] se puede acceder a distintos mapas del territorio español en los que observar velocidades del viento, profundidades, restricciones fronterizas y/o políticas...

En lo que concierne a la tecnología offshore se ven varias zonas:

- zona roja: exclusión total de construcción
- zona amarilla: posibilidad de estudio para la implementación de algún proyecto
- zona verde: permitida la construcción de proyectos

Las zonas rojas se corresponden con zonas de exclusión y a su vez con las zonas más potenciales a nivel eólico, lo cual dificulta las mejores zonas de construcción. Pero en estas partes queda determinadamente prohibido construir.

CAPÍTULO 3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS

3.1 Partes de las que se conforma un aerogenerador

Antes de comenzar un análisis más en profundidad sobre el estudio del emplazamiento y potencia del viento, se va a realizar una breve mención y descripción de las partes principales que componen el aerogenerador.

En la Figura 5 se marcan las diferentes partes del aerogenerador. Cuando se explique las partes principales, se desarrollará brevemente a su vez las partes de cada uno de estos elementos y su función.

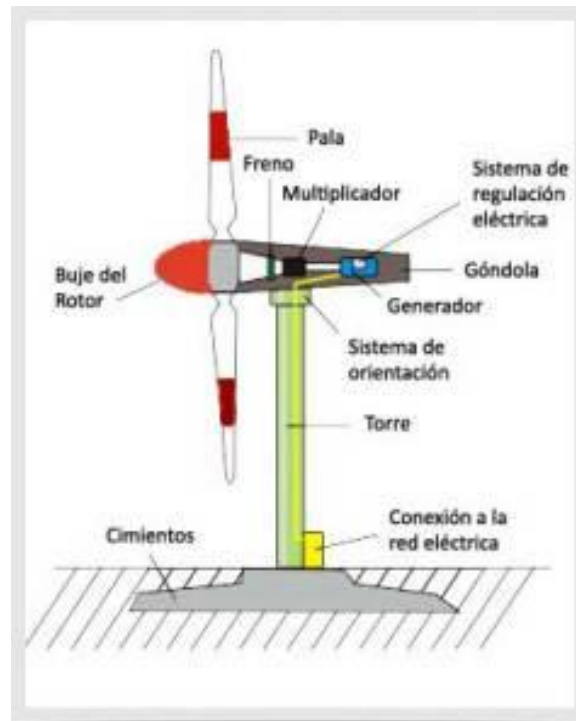


Figura 5. Partes de un aerogenerador [40]

Torre

La mayoría de las torres de los grandes aerogeneradores se fabrican con acero, fabricadas en secciones de 20-30 m con bridas de unión en los extremos, las cuales son enlazadas entre ellas con pernos. El conjunto de estas secciones puede formar torres de 120 m de altura. Es el elemento en el cual se ensamblan el resto de las partes.

En la Figura 6 se resaltan las diferentes partes de la torre.

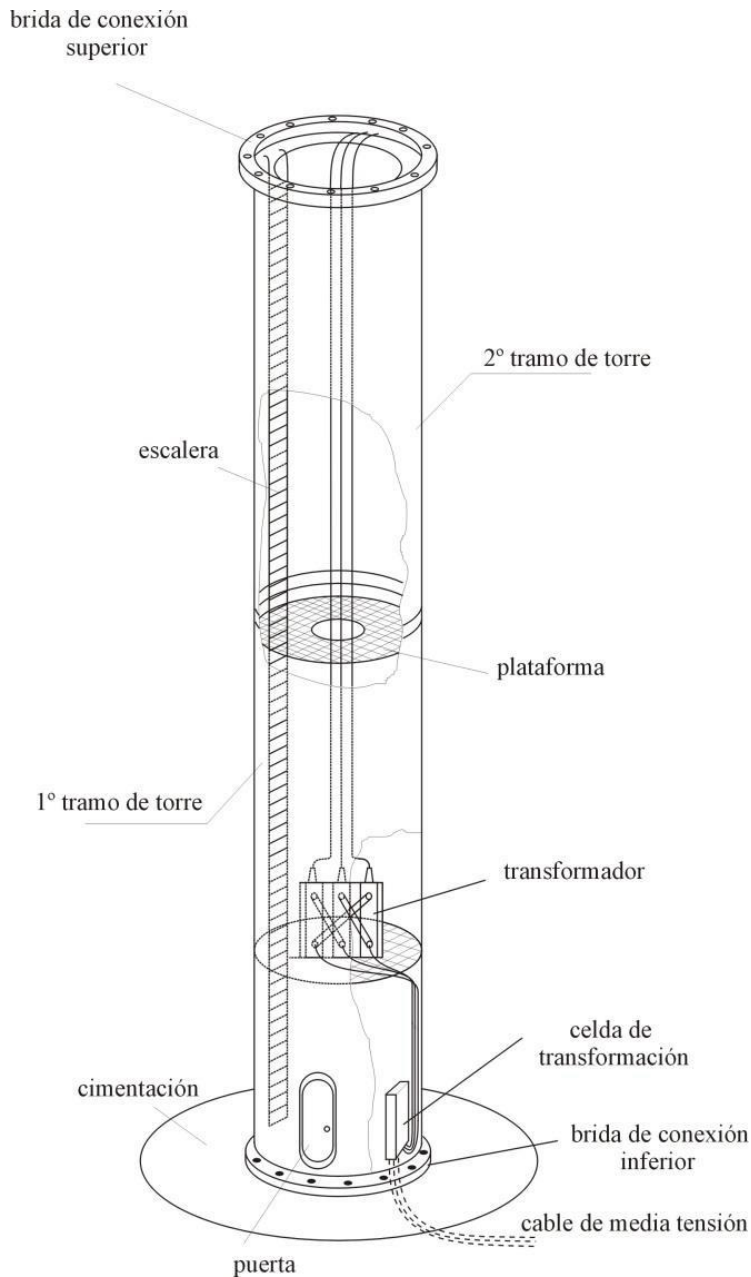


Figura 6. Partes de una torre

Rotor

El rotor está compuesto por:

- Buje: En el cual se encuentran los elementos que permiten cambiar el ángulo de pala (para aprovechar mejor la potencia del viento o para frenar el mecanismo), las palas
- Palas: Encargadas de capturar y aprovechar la energía del viento

- Eje de transmisión: Pasa el movimiento de las palas a la caja multiplicadora y generador donde se convierte en energía.

Góndola

Es como se denomina al recipiente que contiene la caja multiplicadora y el generador.

La caja multiplicadora es la encargada de multiplicar las revoluciones de giro obtenidas en el rotor, y a su vez de repartir las fuerzas a que está sometido el eje de transmisión.

3.2 Evaluación del recurso eólico

Una vez se han analizado los posibles emplazamientos del parque que se desea diseñar, teniendo en cuenta las restricciones de profundidad y zonificación ambiental, se debe proceder con el análisis de viento. Con esto se verá, si en donde se desean situar los aerogeneradores, se tendrá una velocidad del viento constante y lo suficiente potente para proporcionar un buen rendimiento y con ello una producción constante de energía eléctrica durante su periodo de vida.

A continuación, se procederá con un ejemplo guía de un emplazamiento aleatorio en la zona noroeste de Gran Canaria, la cual cumple con los requisitos comentados en el capítulo 2.

Previo a enumerar los pasos que se han de seguir para el cálculo de la potencia del viento en el emplazamiento deseado, es necesario conocer el código de colores que se usa en las diferentes localizaciones posibles en el atlas eólico de IDAE [6], en donde se podrá acceder a la información de los diferentes puntos con información del viento. Dentro del mapa de IDAE, a medida que se realice zoom en el área geográfica que nos interese, se verán diferentes puntos repartidos de manera homogénea y de diferentes colores. Estos puntos pueden presentar o no información direccional del viento en la coordenada seleccionada, los de color naranja y verde no presentan dicha información, mientras que si se selecciona un punto de coordenadas en el mapa de color azul si lo hará.

Se ha situado el aerogenerador cerca de la costa de Gran Canaria en un emplazamiento que sería factible, pues la profundidad del mar está cerca de los 50 m, con una gran potencia en orientación NE.

Previo a la resolución del primer paso, se va a proceder a una breve introducción del recurso eólico, el viento, partes de las que se compone un aerogenerador y algunos factores para la matización de futuros datos que se van a requerir en los pasos que se han de elegir para su estudio.

3.2.1 El viento

Como concepto general a gran escala, se podría denominar al viento como el movimiento del aire. De una manera más técnica, el viento consiste en el movimiento de las masas de gases contenidos en la atmósfera terrestre como consecuencia de los cambios de presiones y temperaturas del ambiente. Estas variaciones de velocidad y rachas de aire son consecuencia normalmente por estos cambios de presiones, pues el aire se desplaza de la zona de presión más alta hacia la más baja. A parte de las presiones, que se podría denominar una circunstancia atmosférica, hay otros factores involucrados en su movimiento, como es la acción térmica irradiada por el sol y los movimientos de traslación y rotación de la tierra.

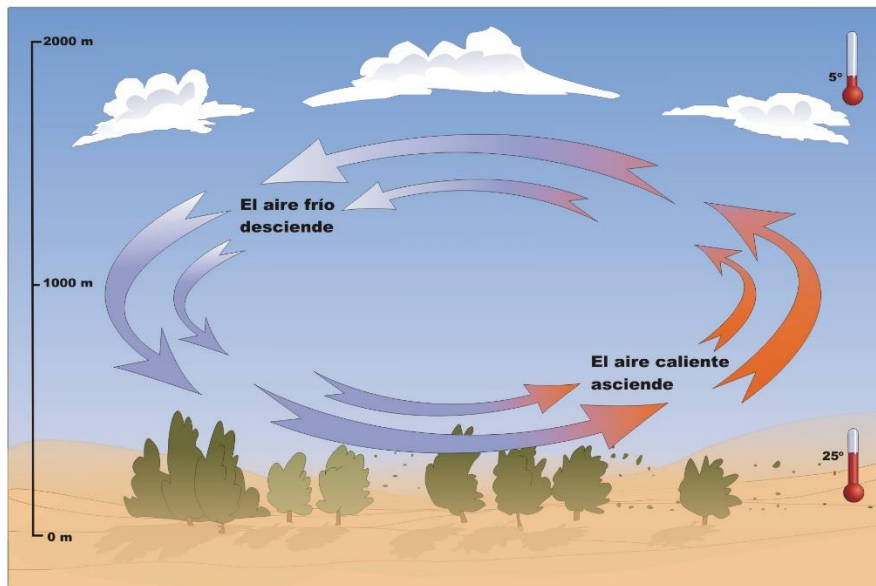


Figura 7. Movimientos de las masas de aire [36]

La figura 7 representa el ciclo del movimiento del aire. Cuando la radiación solar incide en la superficie terrestre esta se calienta, calentando el aire y originando que se vuelva más ligero y con ello un movimiento ascendente. Este espacio liberado al ascender es ocupado a su vez por masas de aire más frías. Si volvemos al aire que ha sido calentando, al ascender disminuye su temperatura y con ello se vuelve más pesado y vuelve a descender, volviendo a ocupar su espacio. De esta manera este ciclo se repite constantemente creando una circulación continua del aire.

En nuestro caso uno de los factores que más adelante se tendrá en cuenta, es la rosa de los vientos. Este concepto permite saber con exactitud la dirección y potencia del viento.

Consiste en un círculo o una figura con forma de estrella, que puede poseer desde 8, 6 o 32 puntas, dependiendo del número de direcciones que vayamos a tratar. En cada una de sus puntas se obtendrá un valor direccional del viento y su potencia, pudiendo así analizar la que más convenga a nuestro aerogenerador. En la figura 8 se puede ver una rosa de los vientos de 8 puntas con los nombres de los vientos más conocidos:

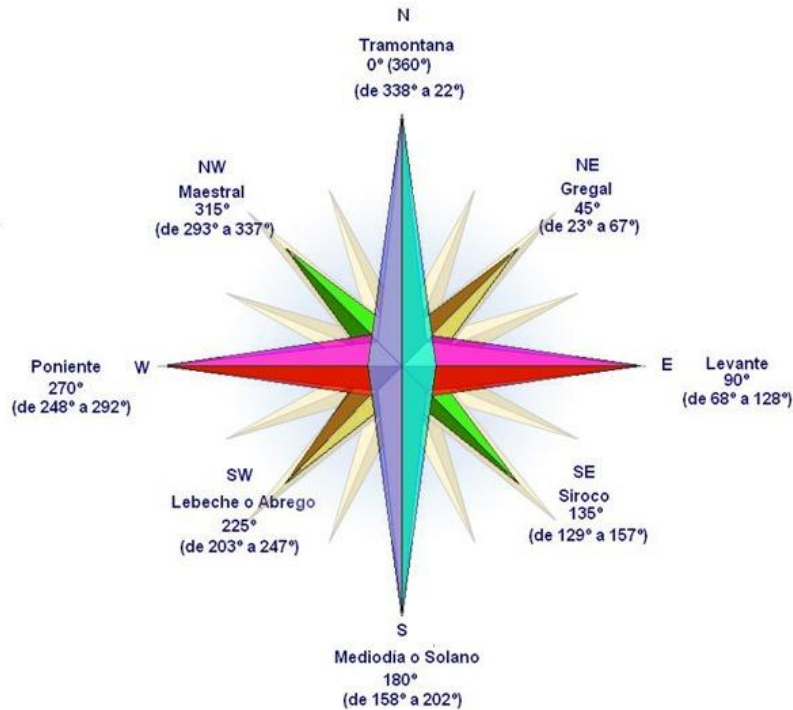


Figura 8. Rosa de los vientos y nombres de los vientos según dirección de procedencia [37]

3.2.2 Factor de Weibull, altura y tipo de terreno

El viento depende y varía mucho según la altura y al terreno que se encuentre.

La altura influye en cuanto a la velocidad del viento dependiendo de las corrientes del aire y sus ciclos.

El terreno por otro lado depende de la rugosidad, la cual se encuentra caracterizada por dos parámetros:

- Clase de rugosidad: Escala cuantitativa de las condiciones del terreno, donde 0 sería caso ideal y 4 al caso con más interferencias con el viento.
- Longitud de rugosidad: Cuantifica en metros la significancia de los obstáculos.

En tabla 1 se pueden apreciar los diferentes valores y escalas según el terreno en el que estemos trabajando.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z (m)	Índice de energía (%)	Tipo de Paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1,6	1,3	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.
Definiciones de acuerdo con el Atlas Eólico Europeo, WAsP			

Tabla 1. Clase de rugosidad y Longitud de rugosidad [41]

En cuanto a la distribución de Weibull, es una herramienta matemática la cual ayuda a describir de una manera más estadística y visual la frecuencia con la que suceden cambios continuos de la velocidad del viento.

Esta ecuación se compone de dos factores, el factor de forma (k) y el factor de escala (c):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (1)$$

v : Velocidad del viento en la altura deseada (m/s)

k : Factor de forma

c : Factor de escala (m/s)

($k > 0$, $v > 0$, $c > 1$)

De esta manera si se extraen estos datos, se obtiene una gráfica como la figura 9, que enfrenta la frecuencia con la velocidad del viento.

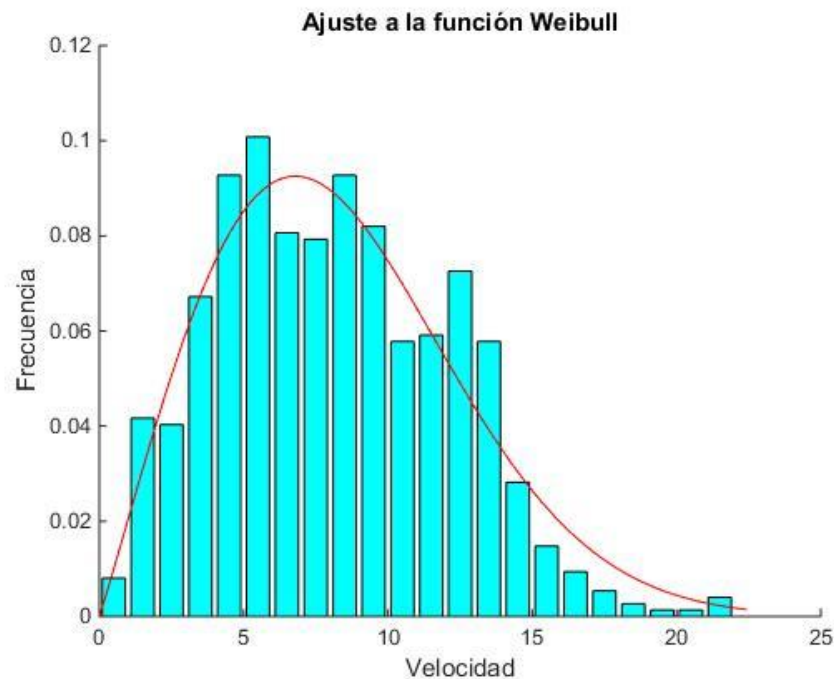


Figura 9. Distribución de Weibull [38]

3.2.3 Pasos para el estudio de la potencia del viento

A continuación, se van a enumerar los diferentes pasos que se han de seguir si se desea realizar un buen estudio del recurso eólico en nuestro emplazamiento:

1. Determinación de las coordenadas del emplazamiento, velocidad media del viento, distribución de Weibull y curva de potencia del aerogenerador.
2. Establecimiento de la velocidad de conexión, desconexión, diámetro del rotor, altura del buje, potencia nominal y curva de potencia.
3. Determinación de la velocidad media del viento a la altura del buje.
4. Cálculo de la energía anual producida

5. Determinación del factor de capacidad y horas equivalentes
6. Análisis de la rosa de los vientos

A continuación, se procede con el desarrollo de los puntos mencionados anteriormente:

- 1) Para comenzar se deben anotar las coordenadas de nuestra localización, la velocidad media del viento, factores de la distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador que se vaya a instalar. Las coordenadas se han de anotar por el simple hecho de tener la referencia clara de donde vamos a situar el aerogenerador y punto exacto de estudio de las características del viento.

- las coordenadas (longitud, latitud) del emplazamiento:

Coordenadas del punto
Coordenadas UTM Zona 30 ED50 X: 422447,6314797361 Y: 3102146,787072243 Coordenadas Geográficas Longitud: -3,7900662547313178 Latitud: 28,040667564712667

Tabla 2. Coordenadas del emplazamiento

- la velocidad media del viento a 80 m, los factores k (forma) y C (m/s) (factor de escala) que caracterizan la distribución de Weibull (Fw) a esa altura.

Velocidad (m/s)	9
Weibull C (m/s)	9,68
Weibull k	2,1

Tabla 3. Velocidad y factores K y C de distribución de Weibull

- Se busca en la web o en catálogos de aerogeneradores la curva de potencia del aerogenerador que se seleccione. Se ha escogido una turbina G128-5.0 MW del fabricante Gamesa. Se ha seleccionado esta turbina, como si se escoge una de 4 MW. Se basa en escoger una turbina con una potencia que vaya a poder ser aprovechada por la fuerza del viento de nuestro emplazamiento.

Como referencia para la elección de la turbina se ha cogido de referencia la turbina instalada en Gran Canaria "Elisa".

Dicho aerogenerador presenta actualizaciones respecto al resto en cuanto a la reducción de costes. Esta reducción es posible gracias a diferentes factores:

- Por un lado, se realiza todo el ensamblaje en tierra, abaratando costes de transporte y montaje en alta mar y facilitando su acceso continuo para su desarrollo.
- Otro apunte que cabe destacar es su torre telescópica, que facilita su transporte en alta mar gracias un punto de gravedad más reducido y a su vez hace innecesario el apoyo de grúas de gran tamaño para la instalación del aerogenerador a gran altura, reduciendo nuevamente costes en la instalación.

Curva de potencia

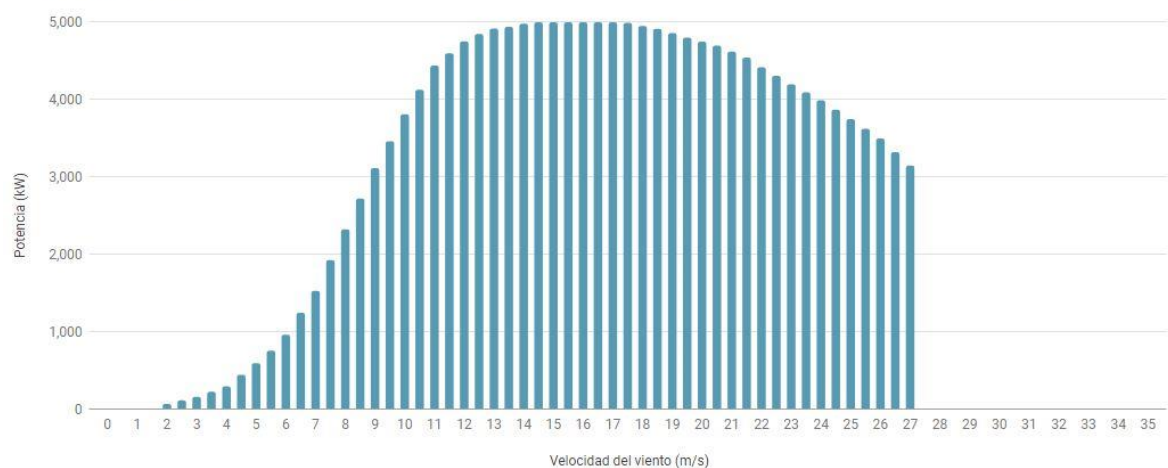


Figura 10. Curva de potencia G128-5.0 MW

- 2) Ahora se indican los siguientes los datos del aerogenerador: velocidad de conexión, desconexión, diámetro del rotor, altura del buje, potencia nominal y curva de potencia (potencia frente a velocidad del viento):

Velocidad de conexión (m/s)	0,5
Velocidad de desconexión (m/s)	18
Diámetro del rotor (m)	128
Altura del buje (m)	81
Potencia nominal (MW)	5

Tabla 4. Datos del aerogenerador G128-5.0 MW

- 3) Se calcula la velocidad media del viento a la altura del buje para tu emplazamiento (puedes encontrar los datos de longitud de rugosidad en el atlas eólico):

-Velocidad media del viento a 80 (m):

$$\overline{V}_{80} = \frac{V_e + V_s}{2} = \frac{0.5 + 18}{2} = 9,25(m/s) \quad (2)$$

Ve: Velocidad de conexión

Vs: Velocidad de desconexión

-Velocidad media del viento a la altura del buje, 81 (m):

$$\overline{V}_{81} = \overline{V}_{80} * \frac{\ln\left(\frac{H_{81}}{z}\right)}{\ln\left(\frac{H_{80}}{z}\right)} = 9,25 * \frac{\ln\left(\frac{81}{0,0002}\right)}{\ln\left(\frac{80}{0,0002}\right)} = 9,26(m/s) \quad (3)$$

Vx: Velocidad media del viento a x altura

z: Longitud de rugosidad

Hx: Altura del buje del aerogenerador

- 4) Se calcula la energía anual producida en el emplazamiento escogido para la turbina seleccionada.

Para ello con la ayuda de un programa como el de Excel se puede hacer una tabla con la velocidad del viento (extraída de la curva de potencia), la potencia (extraída también de la curva de potencia), el factor de distribución de Weibull y la energía para cada caso. Finalmente, con un sumatorio se obtiene la energía anual producida.

Velocidad	Potencia	Fw	P*Fw				
1	0	0,0177087	0				
2	0	0,036913	0				
3	200	0,054905	10,981006				
4	400	0,0701879	28,075164				
5	600	0,0817118	49,02707				
6	1000	0,0888764	88,876394				
7	1500	0,0915432	137,31477	factor forma	factor escala	densidad(kg/m3)	
8	2500	0,0900019	225,00484	k=2,1	c=9,68	1,225	
9	3000	0,084889	254,66693				
10	3900	0,0770705	300,57512				
11	4400	0,0675124	297,0547				
12	5000	0,0571572	285,78605				
13	5000	0,0468264	234,13201				
14	5000	0,0371577	185,78858				
15	5000	0,0285795	142,89768				
16	5000	0,0213181	106,59036				
17	5000	0,0154281	77,140606				
18	4900	0,0108367	53,099685				
19	4750	0,0073894	35,099765				
20	4600	0,0048927	22,50634				
21	4400	0,0031461	13,842938				
22	4100	0,0019649	8,056291				
Energía anual producida			2556,5163				

Figura 11. Excel de cálculo de la energía media anual

- 5) Se calcula el factor de capacidad y las horas equivalentes.

La disponibilidad indica las horas en que la máquina está “disponible” para producir y suele ser de un 98%.

El factor de capacidad es el cociente entre la energía generada durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido durante este periodo si se hubiera trabajado a potencia nominal. En este caso como se trata de un año se tendrá en cuenta un tiempo de 8760 h.

Un factor de capacidad medianamente bueno se corresponde aproximadamente a un 28%

$$FC = \frac{E}{P_n * 8760} = \frac{2556,5 * 1000000}{5000 * 8760} * 100 = 58,37\% \quad (4)$$

E: Energía producida en un año (kWh)

Pn: Potencia nominal (kW)

Las horas equivalentes caracterizan la cantidad del viento existente en una zona determinada. Suponen la cantidad de hora que, en un año determinado, la instalación está en funcionando a pleno rendimiento.

Unas horas equivalentes medianamente buenas se corresponde con un valor de 2500 horas equivalentes/año.

$$HE = FC * 8760 = 0,5837 * 8760 = 5113,2(h) \quad (5)$$

- 6) Por último, se mira la rosa de los vientos a 80 m con el mismo programa. La rosa de los vientos sirve para mostrar las distribuciones de las velocidades del viento y la frecuencia de las distintas direcciones del viento [8]. Esta información se puede obtener gráficamente o mediante tablas, en este caso se usarán las tablas.

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 422450,3102150					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.85	5.679	1.24	6.04	2.034
NNE	22.8	8.865	17.66	9.273	2.522
NE	45.04	10.629	62.72	11.548	2.861
ENE	9.95	9.693	11.32	10.551	2.531
E	2.08	8.271	1.61	8.818	2.094
ESE	0.87	7.308	0.6	7.831	1.714
SE	0.68	6.705	0.47	7.047	1.42
SSE	1.11	8.64	2.11	9.448	1.334
S	1.44	6.048	0.52	6.544	1.842
SSW	2.38	5.355	0.53	5.808	2.091
SW	2.49	5.598	0.63	5.924	1.951
WSW	1.56	4.401	0.24	4.55	1.564
W	0.91	2.376	0.02	2.546	2.072
WNW	0.71	2.115	0.01	2.314	2.186
NW	1.21	2.79	0.05	3.107	1.763
NNW	1.93	4.158	0.29	4.685	1.7

☐ Representación gráfica

Figura 12. Tabla con los valores de la rosa de los vientos

Según los valores de rosa de viento a 80 m lo ideal sería en sentido NE para obtener la máxima potencia y rendimiento del aerogenerador. De esta manera y siguiendo estos pasos se puede elegir el mejor emplazamiento para nuestro aerogenerador con la mejor media de velocidad del viento durante el año.

3.3 Selección del generador

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Dentro de los generadores eléctricos tenemos dos tipos, síncronos y asíncronos, o también llamados de inducción. Los síncronos tienen este nombre porque la velocidad del rotor (pieza móvil del generador) va en sincronismo con la frecuencia de la red a la que se encuentra conectada, es decir, van en sincronía.

Por otro lado, los asíncronos se deduce tienen un efecto opuesto, van desacompanados ligeramente, este fenómeno se describe como un deslizamiento.

Debido a que la velocidad del viento es fluctuante a lo largo del día, implicará que la turbina eólica estará sometida a diferentes cambios de velocidad y con ello a diferentes tipos de pares de torsión.

Gracias a que los generadores asíncronos poseen este deslizamiento disminuyen los esfuerzos de torsión y se adaptan mejor a velocidades variables [9].

Los generadores eólicos entonces más utilizados de tipo asíncrono son:

1) Generador de inducción convencional [10]

- Alta eficiencia de motor con pequeño deslizamiento negativo
- Absorción de potencia reactiva
- Necesita baterías de condensadores para compensar
- Una leve alteración puede hacer que el generador sobrepase su par máximo creando inestabilidad y haciendo que la protección se dispare
- Rápida transmisión de la fuerza del viento a potencia eléctrica

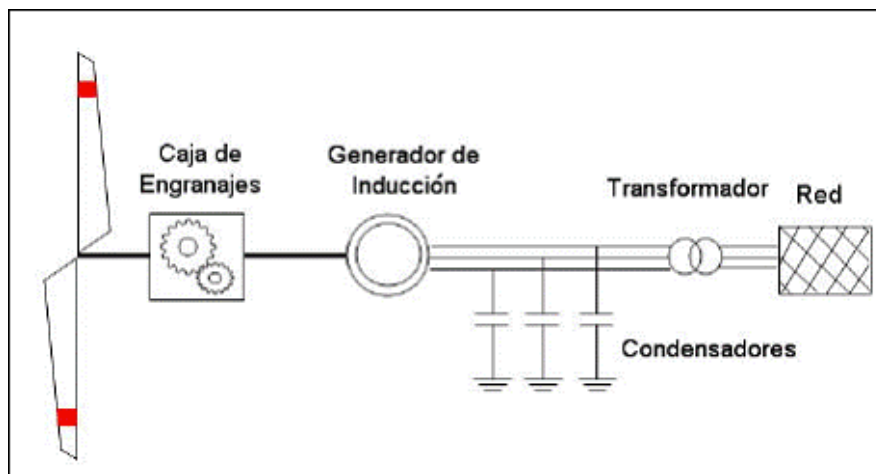


Figura 13. Generador de inducción [11]

2) Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) [10]

- A diferencia del convencional opera en velocidad variable y no constante, con lo que se aprovecha más el viento y sus cambios
- Puede generar o absorber energía reactiva
- Pares más pequeños

- Las fluctuaciones del viento puntuales no se transmiten a potencia eléctrica como pasa con el convencional
- Al tener un control de potencia y velocidad posee un diseño eléctrico y de control más complejo

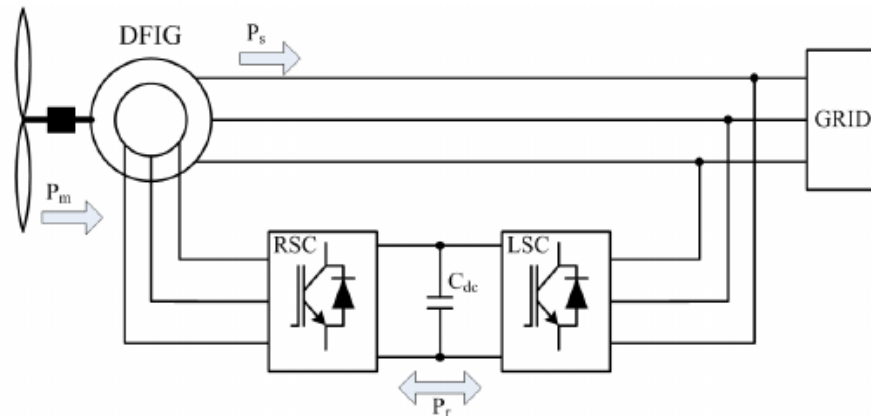


Figura 14. DFIG [12]

CAPÍTULO 4. TIPOS DE CIMIENTOS Y SUBESTACIONES

4.1 Cimientos

Según a la profundidad que se vaya a trabajar se hablará de unos cimientos u otros. Hasta los 50 m se denominan cimientos fijos, los cuales van sujetos al lecho marino. Por otro lado, pasada esta profundidad, se habla de agua profunda en donde estos sistemas no funcionan. Se están desarrollando para estos casos estructuras flotantes las cuales abrirían muchas posibilidades y sobre todo en España se sacaría ventaja debido a nuestro fondo irregular.

4.1.1 Cimientos fijos

Según la profundidad a la que se vaya a trabajar se pueden distinguir tres modelos [13]:

- “Monopile”: Su uso se corresponde con poca profundidad, hasta un máximo de 15 m. Son las estructuras más sencillas de implementar en el lecho marino pues no requieren una preparación previa del terreno. Se conforman de un cilindro de acero de entre 3,5 y 4,5 m. La base, que hace que el aerogenerador no oscile y esté bien anclado, suele enterrarse de 10 a 30 m según el fondo en el que se vaya a trabajar [14].

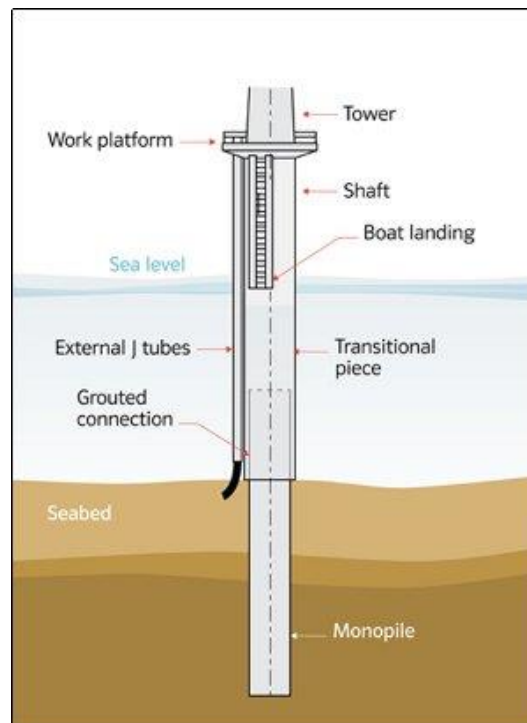


Figura 15. Monopile [15]

- “Gravity”: Cuando la profundidad ya puede alcanzar los 30 m ya se debe aplicar una cimentación diferente. En este caso no se recurre al enterramiento de ningún pilar; esta vez el método de fijación consiste en una plataforma de hormigón o acero de alrededor de 1000 toneladas y un diámetro medio de 15 m. Para este tipo de instalaciones si es conveniente tener en cuenta la erosión de la cimentación y la preparación del terreno, a diferencia de su compañero el “monopile”. En cuanto a la erosión, el método de protección es sencillo: consiste en poner cantos rodados o piedras alrededor de los bordes de la plataforma. Para la preparación del lecho hay que limpiar los sedimentos de barro que existan, luego un grupo de buzos deberá allanar el terreno y preparar un lecho de tejas donde posteriormente irá apoyada la base [14].

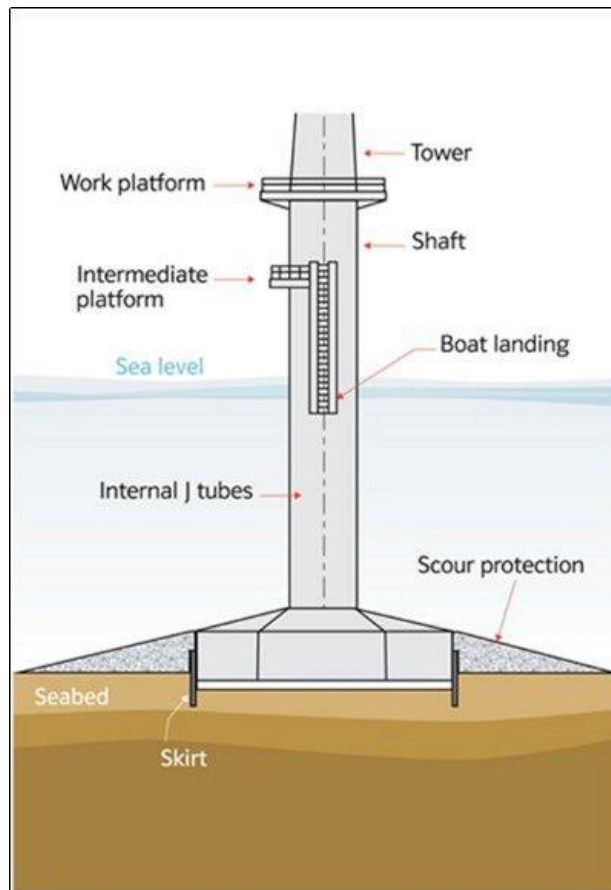


Figura 16- Gravity [15]

- “Jackets”: Estas cimentaciones vienen con un armazón de celosía alrededor de los tres o cuatros apoyos que usan como anclaje, de ahí el nombre de “jacket” o chaqueta, por el recubrimiento de los apoyos. Se usan cuando la profundidad ya supera los 30 m y hasta un máximo de 50 m. Los tres o cuatro apoyos (de acero de alrededor de 1 m de diámetro) van enterrados a unos 20-30 m al lecho marino, y estos a su vez conectados a la base central del aerogenerador, dando una buena sustentación para grandes profundidades y de una manera sencilla y económica. Por regla general la erosión, al igual que con los “monopile”, no da problemas [14].

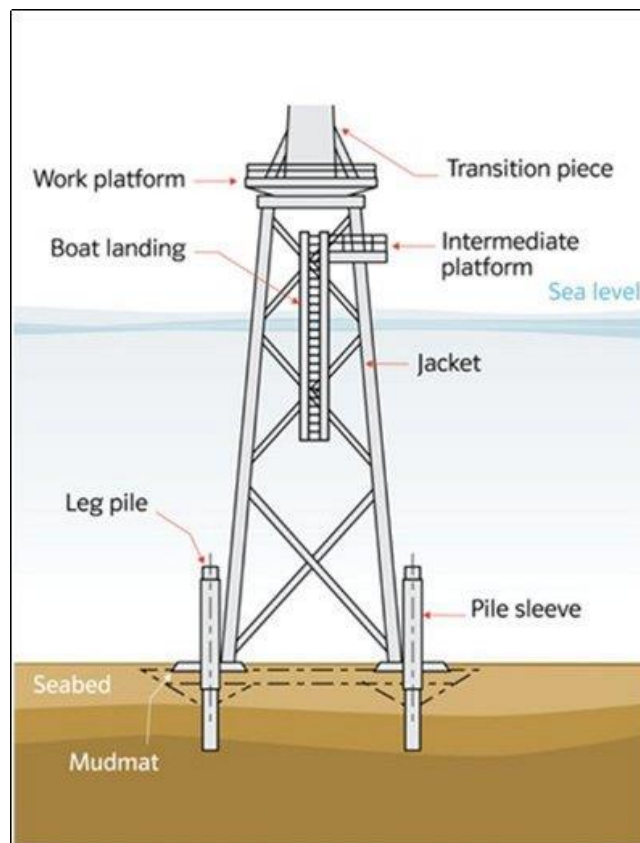


Figura 17. Jacket [15]

4.1.2 Cimientos flotantes

Para profundidades mayores de 50 m no se habían desarrollado cimentaciones eficientes en estos años pasados. Para costas como la española sería de gran utilidad el desarrollo de estas tecnologías asociadas al denominado “Deep offshore”, que hace referencia a tecnología offshore en aguas profundas. A lo largo de este apartado se van a presentar dos proyectos a nivel europeo que han superado varios años de estudio y ensayos en cuanto a cimientos flotantes, siendo los referentes actuales de este tipo de cimentaciones. En concreto se va a prestar mayor atención a la primera planta “Deep offshore” operativa a nivel mundial, el “Hywind Scotland” de Statoil.

Hywind Scotland de Statoil [16]

Es el primer parque eólico reconocido a nivel mundial con cimentaciones flotantes. El parque se encuentra en costas escocesas, por la zona de Aberdeen.

Se compone por cinco turbinas de 6 MW, lo que conforma un total de 30 MW. El aerogenerador tiene una torre de 253 m de altura y un diámetro de rotor de 154 m. Este nuevo sistema de boyas flotantes está instalado a una profundidad de 95-129 m, pero según la empresa Equinor, la cual es la precursora y dueña de estas instalaciones, se podría llegar a utilizar hasta los 800 m de profundidad. La velocidad media del viento en el emplazamiento es de 10 m/s y se encuentra a 25 km de la costa.

En 2009 se inició una versión de pruebas durante 8 años en Karmøy, Noruega. El aerogenerador era de 2,3 MW y 85 m de diámetro. Posterior a esta demo, el parque eólico empezó a funcionar oficialmente en octubre de 2017, dando electricidad a 22000 hogares.

En cuanto a cimentación se refiere, consta de un cilindro de acero relleno de agua y sedimentos para mantener el aerogenerador a flote de manera erguida. A su vez esta boya está sujeta por cadenas de acero a tres anclajes de succión (estos anclajes pueden ser compartidos para más de un aerogenerador, lo cual implica menos materiales si enlazamos unos con otros en el diseño del parque). Estos anclajes son cilindros huecos que van con una bomba de presión en la parte superior, cuando la presión interna es mayor que la externa, el cilindro es succionado y penetra en el fondo [17].Figura 18

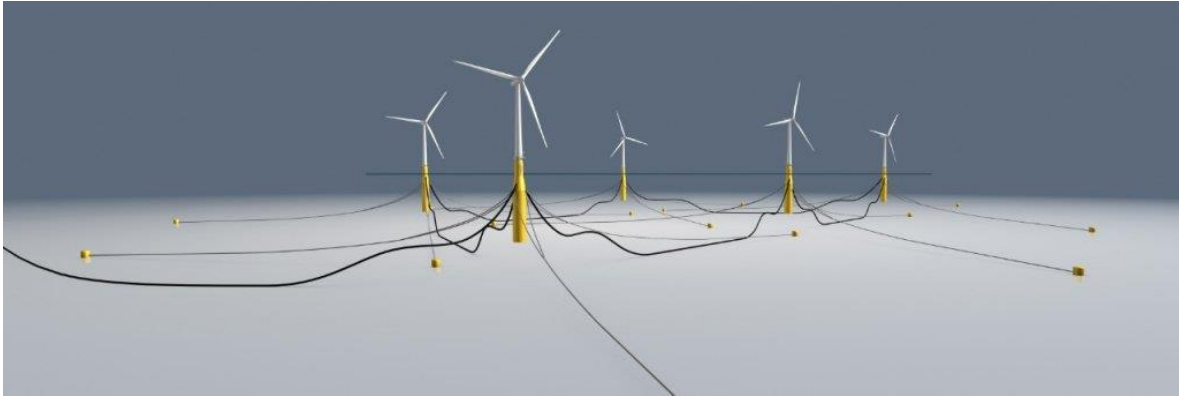


Figura 18. Distribución del parque eólico "Hywind Scotland" [16]

Wind float [18]

Se trata del proyecto de la empresa Principal Power. En este caso el prototipo compuesto por una turbina Vestas de 2 MW estuvo bajo estudio en alta mar en las costas portuguesas durante un periodo de cinco años y llegó a estar sometido a olas de 17-18 m.

En su caso las cimentaciones flotantes constan de tres columnas semisumergibles con placas que llevan agua consigo. Primero decir que se trata de un sistema cerrado, con lo cual el agua interna da una función amortiguadora viscosa del sistema de flotación y estabilidad en los cambios del viento. En cuanto al sistema de anclaje es diferente del anterior, pues no consta de pilares fijos en el lecho marino, en este caso es un mecanismo más clásico, un ancla de arrastre, de manera que se adapta a cualquier tipo de terreno y hace más económica la instalación y más sencilla.

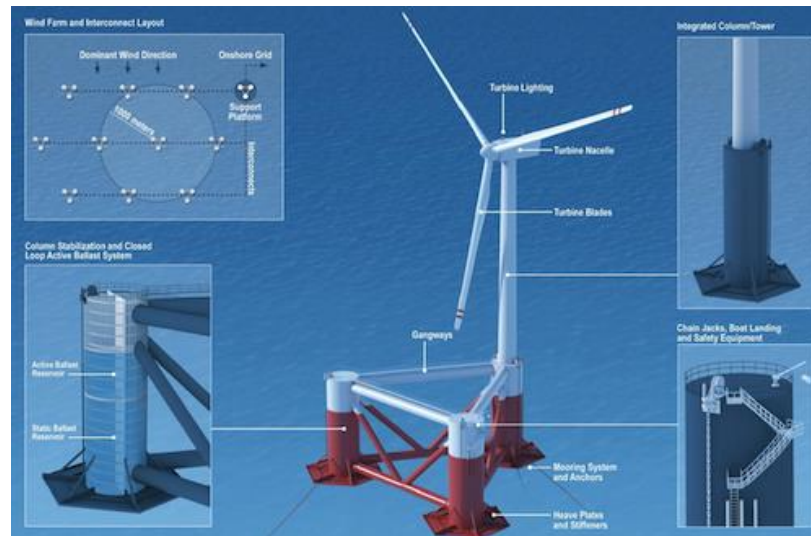


Figura 19. Cimentación flotante Windfloat [19]

4.2 Subestaciones offshore

Cuando se habla de parques eólicos offshore no se les suele dar la importancia que merecen a las subestaciones en alta mar. Es a estos centros donde llega toda la energía generada por los aerogeneradores, la cual suele tener unos valores típicos de tensión de 33 kV y llevada a los transformadores para subirla a 150 kV, aunque dependiendo del país donde se implemente puede alcanzar otros valores estándares como son 66 kV y ser llevada también a 130 kV en lugar de los 150 kV mencionados anteriormente. El motivo de esta conversión no es otra que evitar el máximo de pérdidas. Posteriormente a esto tendrán que recorrer una larga distancia hasta tierra, pero si se hace a alta tensión se minimizan pérdidas.

Si en la plataforma de la subestación ocurre alguna falta y la subestación no cuenta con unas protecciones adecuadas frente a ellas, la falta puede derivar a su vez en un fallo de los aerogeneradores, por eso es importante tener una buena puesta a punto y mantenimiento para un funcionamiento constante y óptimo.

4.2.1 Instalación subestación

En sus inicios las subestaciones tenían un alto coste en cuanto a su instalación se refiere. Se necesitaba un barco principal donde llevar la subestación, las cuales si son de tamaño pequeño pesan 400 toneladas, y las de hoy en día que son de mayores dimensiones en torno a las 10000-22000 toneladas. Debido a este peso, a parte del barco principal eran necesarios barcos auxiliares que llevaban grúas para levantar la subestación y colocarla de manera cuidadosa encima de los cimientos [20].

Ahora existen otras opciones, llamadas subestaciones ‘autoinstalables’ que minimizan los costes, pues no necesitan de barcos auxiliares con elevadores o grúas marinas. Las denominadas subestaciones autoinstalables son transportadas igualmente en una barcaza para su traslado a alta mar, pero la diferencia reside en la hora de la instalación. Estas nuevas subestaciones disponen de un sistema de gatos y patas hidráulicas que permiten situarse de manera autónoma y automática desde el barco a los cimientos.



Figura 20. Subestación autoinstalable GIS de Alstom [20]

En la Figura 20 se puede ver un ejemplo de subestación autoinstalable tipo HVDC (High Voltage Direct Current), corriente continua de alta tensión, que se usa para conectar el parque eólico alemán MEG 1 de 400 MW.

Según Alstom:

“la plataforma utiliza un método de "succión" para establecer los cimientos del fondo del mar y es totalmente autónomo para proteger los equipos eléctricos. El método reduce el costo, la contaminación acústica y se cree que es más seguro para el medio ambiente en comparación con las opciones convencionales”. [20]

Otro detalle a remarcar en la figura 20 es su aislamiento estructural externo, se puede apreciar visualmente como la subestación parece estar bien aislada de una manera homogénea contra agente externos, mientras que internamente se trata de una subestación aislada en hexafluoruro de azufre. En otros modelos las subestaciones están abiertas a la intemperie, seccionada en pisos (ver figura 21) y más expuestas a los cambios

climatológicos, y con ello a la erosión y corrosión que ello conlleva en máquinas tan delicadas como los transformadores. Entonces estas paredes se han implementado a modo de protección contra estos factores, ayudando así a los principales aislantes y protectores de la maquinaria que hay en su interior.



Figura 21. Subestación offshore de Iberdrola [21]

4.2.2 Mantenimiento

Debido a las posibles malas condiciones del tiempo en alta mar, el constante desgaste debido a la erosión y el constante choque de las olas, la vibración de este movimiento del mar en la estructura, la humedad ambiente... Se deben mantener unas buenas rutinas de mantenimiento y control de sucesos en la plataforma de la subestación.

Problemas como estos pueden ser casos como los desplazamientos hasta la instalación para la recopilación de datos y comprobación del estado de los diferentes equipos que se encuentran en la plataforma, que sean insuficientes y den lugar a problemas en ellos. Para evitar esto se propone mayor monitorización a distancia y visitas más frecuentes para una mayor proporción de los datos recogidos y supervisión del correcto estado del equipo. Diferentes propuestas de soluciones son, por ejemplo, el cambio de aislamiento de los transformadores, y reemplazar el papel en aceite con un aislamiento de gas, que este no tiene tanta reacción y desgaste con el agua y la sal como el primero [20].

CAPÍTULO 5. CABLEADO SUBMARINO

Uno de los aspectos que no se suelen explicar en profundidad es el cableado de un parque offshore. En este capítulo se explicarán todos los aspectos teóricos que se han de tener en cuenta tanto en la conexión entre aerogeneradores y subestaciones, y el cableado que los une con la costa.

Aspectos importantes que se han de tener en cuenta son:

- Tecnología: HVDC o HVAC (High Voltage Alternating Current)
- Tipos de cables: cables típicos más usados, aislamientos, partes de los cables...
- Tendido del cableado
- Seguridad: aspectos como la erosión, la presión a la que estará sometido, enterramientos (para evitar daños al cableado como el anclaje de algún barco, no alterar el fondo y evitar peligros de la fauna y flora marina) ... Y de lo más importantes las protecciones contra cortocircuitos, pues en condiciones submarinas se magnifica el peligro.

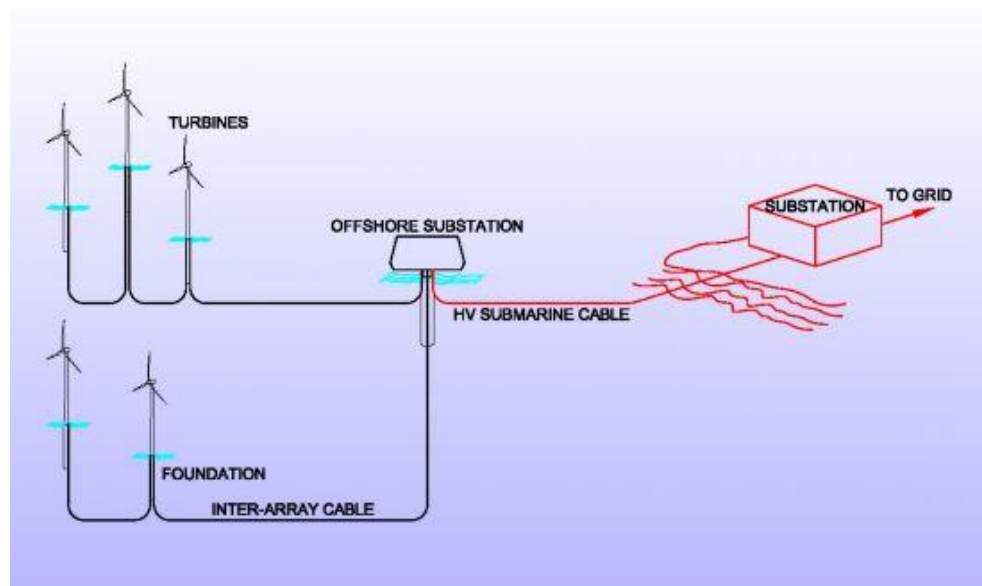


Figura 22. Cableado submarino de un parque offshore [22]

En la Figura 22 se aprecia un esquema muy genérico de un parque tipo offshore. En esta imagen se aprecian las dos zonas de cableado submarino, la conexión interna de la instalación entre los aerogeneradores y la subestación “*inter-array cable*”, y la conexión entre la subestación y el centro de distribución en tierra “*HV submarine cable*”.

5.1 Tipos de conexiones

Tradicionalmente el transporte o distribución de energía eléctrica hasta las zonas de consumo siempre se ha realizado con corriente alterna, pues en distancias cortas resulta muy efectiva y económica. Cuando se habla de distancias cortas se hace referencia a menos de 600 km para líneas aéreas y a una distancia inferior a 50 km para líneas submarinas. De esta manera un factor determinante respecto al tipo de transmisión es la distancia, el siguiente factor más importante a la hora de elegir AC o DC será la potencia que se transmitirá.

Es gracias también a los transformadores que se pueda simplificar y conseguir una buena eficiencia de transmisión, pues permite subir y bajar el voltaje en alterna durante el proceso para reducir las pérdidas.

La tensión de transferencia se ha de elevar del valor de generación que suele ser de 30-36 kV a alta o muy alta tensión (pues de esta manera se minimizan pérdidas, pero aumenta la capacidad del cableado) de entorno al valor de 300-400 kV.

HVDC

En caso de la utilización de DC se debe tener en cuenta que harán falta convertidores (Figura 23), uno al principio de la línea tipo AC-DC ya que la corriente se genera en alterna, y otro al final de la línea de tipo DC-AC para que pueda ser transportada.

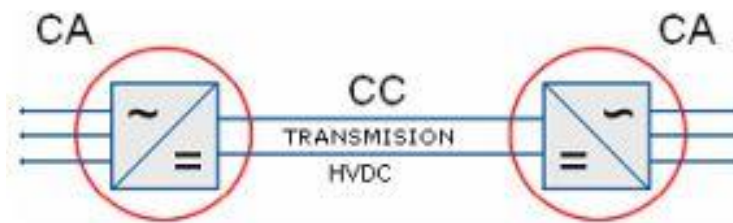


Figura 23. Conversión AC-DC / DC-AC [27]

Otro caso en el que se utilizan líneas HVDC es cuando se ha de hacer una conexión entre redes de CA incompatibles. Por un lado, la utilización DC al ser de tipo monofásica abarata los costes pues se utilizan menos longitud de cable que el trifásico de tipo AC, pero también han de tenerse en cuenta estos convertidores en las líneas que incrementan costes, para hacer un balance en base a distancia de cual es más rentable.

Otro punto a favor de la conexión DC es un control más preciso, mejorando la estabilidad de la red y evitando una caída en cascada del sistema [23].

La mayor conexión existente de tipo HVDC submarina es la que une las redes de Noruega y Holanda (NorNed HVDC), con una longitud total de 580 km a una profundidad de unos 400 m. Las encargadas de tal conexión fueron Nexan y ABB, empresas encargadas del cableado e instalación entre ambos países [23].

En este tipo de transmisión existen dos tipos de tecnologías diferentes [39]:

-LCC (Line Commutated Converter): Es la basada en el uso de un rectificador con 12 tiristores como medio de control de la potencia activa, pero no del de reactiva. Esto es posible gracias al control del disparo por parte del tiristor, pero por otro lado no se puede controlar su apagado, el cual ocurrirá de manera natural con el paso por cero de la tensión.

Para la utilización de esta tecnología es necesaria una fuente de alimentación externa en corriente alterna, la cual si se realiza en tierra no tiene inconveniente, pero cuando hablamos de mar adentro no se tiene disponibilidad de tal fuente. Por lo tanto, serían necesarios generadores externos en el parque, lo cuales solo conducen a más gastos y problemas de diseño. De esta manera esta tecnología no se tiene muy en cuenta como solución en parques offshore.

-VSC (Voltage Source Converters): En este caso se trabaja con convertidores autoconmutados que no requieren de tensión alterna. Dispositivos de este tipo son GTO (Gate Turn-off Thyristor) e IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), los cuales son capaces de controlar la apertura y cierre del paso de corriente mediante señales de control.

Sin embargo, este sistema no tiene capacidad de limitar una falta en el lado de continua, con lo cual se ha de recurrir a interruptores de alterna para su desconexión.

Por otro lado, al no requerir de tensión alterna, como en el caso de los LCC, permite energizar islas o alimentar cargas positivas. Además, tiene una gran flexibilidad en el ajuste del flujo de potencia, pues permite el control independiente de las potencias activas y reactivas.

Por último, proporciona mejor respuesta dinámica que la tecnología convencional como la LCC.

Dentro del transporte en continua se desarrolló esta tecnología a la denominada HVDC Light, bautizada así por la empresa ABB, que es una variante de la HVDC convencional con

la diferencia de que se obtiene un mayor control del sistema y, que en caso de que sistema se caiga, tiene una recuperación más rápida. Actualmente es la única tecnología capaz de transportar alta tensión en largas distancias, hasta un total de 1200 MW [23].

HVAC

Referente a la tecnología AC se sabe que es un sistema de transmisión ya maduro y bastante estudiado y controlado, lo que aporta seguridad y variedad de solución frente posibles problemas de funcionamiento y adaptación a las instalaciones.

Todo esto es verdad frente a conexiones onshore, pero dentro del mundo offshore no es tan sencillo y los factores citados anteriormente son determinantes para la elección de la transmisión.

En los sistemas de corriente alterna existe un fenómeno típico, la aparición de una corriente capacitiva. Esta corriente surge del comportamiento capacitivo del aislamiento del cable, haciendo que actúe como un condensador internamente y provocando pérdidas reactivas consumidas por el propio cable. De esta manera este fenómeno se acusa más cuando se tratan de largas distancias.

Esta corriente capacitiva viene dada por:

$$I_c = 2\pi fCVl \quad (6)$$

f: frecuencia

C: Capacidad por kilometro

V: Tensión

l: Longitud en km

A su vez la corriente activa surgida de la capacitiva y la total que circula por el cable es:

$$I_p^2 = I_t^2 - I_c^2 \quad (7)$$

I_p: Corriente activa

I_t: Corriente total circulando por el cable

5.2 Partes del cable

❖ Conductor central

Lo que se denomina centro o núcleo del cable engloba básicamente al conductor. El conductor central suele ser de cobre o aluminio por regla general, aunque en cuanto características se refiere, el cobre es superior, pues la conductividad del aluminio y su resistencia a la tracción son, respectivamente, un 60% y un 40% la del cobre.

Metal	Cu. elec. Blando	Al. duro	Almelec 3/4 dureza	Plomo (alea. al)	Acero	
Peso Espec. [kg/dm ³]	8.89	8.89	2.7	2.7	11.35	7.8
ρ a 20 °C [mm ² /m]	17.5	17.8	28.5	32.5	206	190
Temp. Fusión [°C]	1083	1083	657	657	327	1400
Resis. Ruptura [N/mm ²]	20-25	35-50	12-15	35-40	1.75	40-150
Calor Especif. [Cal/°Cg]	0.093	0.093	0.214	0.214	0.030	0.114
Mod. Elasticidad [N/mm ²]	10500	12000	5600	6000	1700	18500
α a 20° C [10 ⁻⁶ /°C]	17	17	23	23	29	11.5
Coef. $\Delta\rho$ con t [10 ⁻³ /°C]	4	4	4	3.6	4.2	4
Cond. Térmica [W/°Ccm]	3.85	3.85	2.17	1.84	0.35	0.46

Tabla 5. Especificaciones de los metales [28]

En la tabla 5 se pueden apreciar diferentes características de los metales usados como conductores (cobre y aluminio) además de los usados para aislamientos o armaduras de refuerzos (acero, plomo).

A parte del material usado, se han de tener en cuenta otras características a la hora de la elección del conductor.

La flexibilidad del conductor se consigue mediante el aumento del número de hebras que lo conforman o recociendo el material.

El tipo de distribución que elijamos a la hora de la agrupación de las hebras del conductor. En la figura 24 se pueden apreciar ejemplos de configuraciones del cable central, desde un mejor aprovechamiento del espacio con diferentes formas como en el circular compacto, a la agrupación básica de varios hilos.

La última característica es su dimensión. A mayor área transversal, mayor capacidad, hasta un total de 2000 mm², pues más área puede suponer más rigidez y su plegado y enrollamiento sería más complejo y costoso [26] [28].

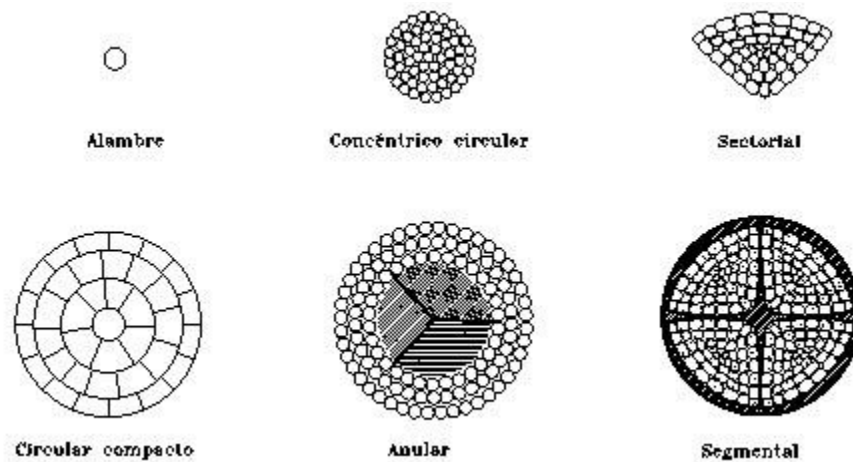


Figura 24. Ejemplos de distribución del núcleo central de un cable [28]

❖ Pantalla metálica

Sirve como conexión a tierra para que, en caso de falta, la corriente circule por ella. Esta conexión con tierra nos ayuda a uniformar el campo eléctrico creando una superficie equipotencial. Si no se conectasen ambos extremos se induciría en la pantalla una tensión muy cercana a la potencial. La corriente que ayudaría a evacuar la pantalla, en caso de no hacerlo, provocaría [28]:

- Pérdidas
- Reducción de la capacidad de la corriente nominal
- Calentamiento

Estas pantallas pueden ser de tipo metálico o semiconductor, pero en caso del uso metálico es para [28]:

- Confinar campo eléctrico
- Minimizar descargas puntuales
- Protección del cable contra potenciales inducidos
- Limitar campos electromagnéticos o electrostáticos
- Proteger contra agente externos

❖ Armadura

Podría confundirse con la pantalla, pero en su caso su protección es contra corrosión y golpes.

Se compone por un conjunto de alambres de acero galvanizado, en ocasiones también se le añade un repelente a la capa para evitar que la fauna marina se acerque y estén en peligro y también para que no dañen el cable. En ocasiones también pueden cumplir una función parecida a la pantalla, pues pueden inducirse corrientes en caso de alterna.

❖ Fibra óptica

Como se verá en el capítulo 5.3, en el cableado es muy importante la transmisión de la información de las instalaciones para su correcto funcionamiento y mantenimiento.

La fibra óptica se instala alrededor del cable principal o puede ir como parte interna en cables multipolares.

❖ Cubierta exterior

Es la última capa y primera defensa del cable. Suele ser de propileno y se encarga de la protección contra la abrasión, desgarró y humedad.

5.3 Tipos de cables

Dentro de los tipos de cables se ha de concentrar uno en los submarinos, pues son los que determinarán el correcto funcionamiento y eficiencia del transporte de la energía de los aerogeneradores a nuestras subestaciones y centros de distribución, además serán los encargados de transmitir la información de los datos recabados en las plataformas para su correcto mantenimiento y monitorización.

A su vez este tipo de cable son los más importantes y atípicos debido a nuestro tipo de instalación aguas adentro.

Al igual que en el tipo de transmisión, es muy importante la distancia que se va a recorrer y la potencia, en este caso también hay factores determinantes para la elección del cable. Los aspectos más relevantes serán la potencia transmitida, tensión y distancia, y a esto se le ha de añadir el tipo de estructura del cable, enterramiento y condiciones externas de la zona en la que se va a trabajar.

En cuanto a la diferencia entre cables HVDC y HVAC hay una diferencia básica. Los HVDC son cables de un conductor primario para la transmisión de la corriente y cuenta con un retorno a través de otro conductor o vía marina usando un ánodo/cátodo.

Por otro lado, los cables tipo HVAC transmiten la corriente usando los denominados cables de tres núcleos, es decir, tres conductores para transmitir la corriente e información de funcionamiento de la estación offshore.

Las empresas con mayor experiencia dentro del cableado submarino y con capacidad para largas distancias son ABB, Nexan, Prysmian y Alcatel. Nexan incluso ha desarrollado sus propias embarcaciones para el tendido del cableado de un manera más eficiente y personal.

La estructura de cableado debe aportar determinados factores y propiedades para su correcto funcionamiento y protección frente a un entorno acuático.

Deben de tener un buen aislamiento para evitar cortocircuitos y pérdidas y un buen aislamiento magnético para evitar campos y corrientes indeseadas, a la par que una buena resistencia mecánica. Según las condiciones del fondo y el entorno se limita a unos materiales y se deberán priorizar unas u otras características.

La estructura que rodea al cable ha de tener una variedad de diferentes capas de aislamiento que garanticen impermeabilidad, flexibilidad y blindaje eléctrico.

A su vez debemos de ser cuidadosos de que el cable no sufra daños por el entorno. Las estructuras aislantes más usadas según tres variedades son [24]:

- Cables rellenos de fluido:
 - SCFF / SCOF (Self-contained fluid-filled / Self-contained oil-filled) o relleno de fluido / relleno de aceite
 - HPFF / HPOF (High-pressure fluid-filled / High-pressure oil-filled) o fluido a alta presión / aceite a alta presión
 - HPGF (High-pressure gas-filled) o gas a alta presión
 - GC (Gas compression) o compresión gaseosa
- Cables aislados con papel:
 - MI (Mass-impregnated) o impregnado en masa
 - PILC (Paper-insulated lead-covered) o cubierta de plomo con aislamiento de papel
 - PPL (Paper polypropylene laminate) o laminado de polipropileno
- Cables extruidos:
 - EPR (Ethylene propylene rubber) o caucho de etileno propileno
 - PE (Polyethylene) o polietileno
 - XLPE (Cross-linked polyethylene) o polietileno reticulado; recomendada para altas temperaturas

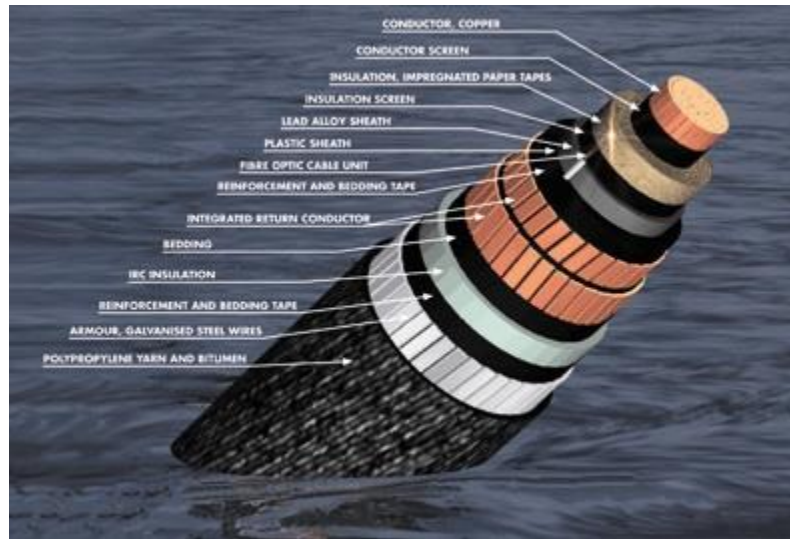
Cables aislados con papel

Figura 25. Estructura de un cable aislado con papel impregnado, conexión HVDC de Nexans [25]

En la Figura 25 se aprecian las diferentes partes de un cable submarino con aislamiento de papel impregnado, en concreto para una conexión HVDC de la compañía Nexans. En orden de arriba a abajo se distinguen las siguientes partes:

- Conductor, de cobre o aluminio con estrías rectas o en espiral
- Pantalla del conductor
- Aislamiento de papel impregnado
- Pantalla del aislamiento
- Vaina de aleación de plomo
- Unidad de cable de fibra óptica
- Cinta de refuerzo
- Conductor de retorno
- Ropa de cama
- Aislamiento IRC (Industrial Relay Card)
- Cinta de refuerzo y ropa de cama
- Armadura de alambres de acero galvanizado
- Hilo de polipropileno

Cables rellenos de fluido

Se usan para valores de tensión alta de entorno a los 500 kV. Se recomienda su uso en distancias cortas y en condiciones sin limitaciones hidráulicas. Sus diámetros engloban valores entre 110-160 mm y un peso de 40-80 kg/m y con tamaños del conductor de hasta 3000 mm² [25].

Se realiza la circulación del aceite y/o fluido mediante estaciones de bombeo, las cuales se encuentran situadas a ambos lados de la línea. Para mantener la presión constante del bombeo se realizan en líneas con una distancia corta de hasta 50 km. La mayor desventaja y riesgo de este tipo de instalaciones es el riesgo de tener pérdidas de aceite en algún punto del cableado [26].



Figura 26. Estructura de un cable relleno de fluido [25]

En la Figura 26 se nombran las distintas partes y se pone un ejemplo visual de un cable relleno de fluido. Dichas partes de arriba a abajo son:

- Conductor hueco de alambres de cobre o aluminio
- Cintas de papel semiconductor
- Aislamiento de cintas de madera impregnadas con aceite de baja viscosidad
- Cintas de papel semiconductor y cintas textiles
- Vaina de aleación de plomo
- Cinta de refuerzo metálica
- Chaqueta de polietileno

- Cinta sintética o ropa de cama
- Capa individual o doble de armadura de acero (de alambres planos o redondos); Algunas veces el cobre si está previsto tanto para AC como para DC, con el fin de reducir las pérdidas en AC debido a la corriente inducida
- Hilo de polipropileno

Cables de masa impregnada (MI)

Estos tipos de cables tienen una estructura parecida a los anteriores, la diferencia con ellos reside en que su aislante está constituido por resina o aceite de alta viscosidad, por lo que no necesita esa circulación de un aceite o fluido por su interior, evitando a su vez la desventaja de posibles pérdidas de fluido por el cableado [26].

Características:

- Hasta 500 kV, con aislamiento PPL hasta 600 kV
- Temperatura máxima de 55 °C, con aislamiento PPL hasta 85 °C
- Área del conductor hasta 2500 mm²
- Diámetro externo entre 110-140 mm
- Peso de 30-60 kg

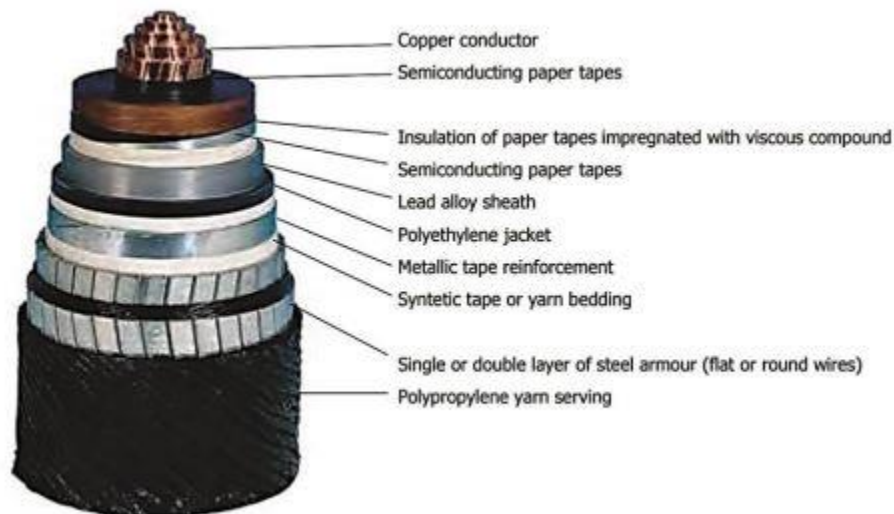


Figura 27. Estructura cable de masa impregnada (MI) [25]

En la Figura 27 se muestra la estructura de un cable impregnado en masa y sus distintas partes de arriba a abajo:

- Conductor de cobre

- Cintas de papel semiconductor
- Aislamiento de cintas de papel impregnado en compuesto viscoso
- Cintas de papel semiconductor
- Vaina de aleación de plomo
- Chaqueta de polietileno
- Cinta de refuerzo metálica
- Cinta sintética o ropa de cama
- Capa individual o doble de armadura de acero (de alambres planos o redondos)
- Hilo de polipropileno

Cables extruidos

En el caso de los cables por extrusión o extruidos, se suelen aplicar para tensiones de 300 kV. Si se asocian a convertidores de fuente de voltaje (VSC), se ha demostrado mediante pruebas, que el máximo de potencia transmisible es de 800 MW. Esto es posible gracias a que el VSC permite invertir el flujo de potencia sin invertir la polaridad.

Inconvenientes de esta manera de proceder es que puede generar altas tensiones localizadas, cargas puntuales en el aislamiento, las cuales deterioran de manera más rápida a este.

Ventajas a su favor son su peso de 20-30 kg y su diámetro de 90-120 cm [25].

Dentro de los cables extruidos los más comunes son los de XLPE. Poseen un dieléctrico sólido a modo de aislamiento, que, en comparación a los aislantes de relleno de fluido, tienen unos costes menores gracias a su proceso de fabricación y una mayor longitud de transmisión. Los XLPE también pueden soportar una temperatura de 90 °C en funcionamiento nominal, y soportar hasta 250 °C en caso de circulación de corriente de cortocircuito durante un periodo de 3 segundos.

Se ha de tener en cuenta que los de tipo EPR poseen características similares a los XLPE por debajo de 69 kV, pero por encima de esta marca tienen una capacidad parásita mayor [26].



Figura 28. Cables extruidos de XLPE para HVDC y HVAC [26]

En la Figura 28 se pueden ver los dos ejemplos de cables extruidos. El superior de un solo conductor para las transmisiones HVDC, mientras que el inferior, un cable de tres núcleos de composición típica para una transmisión HVAC.

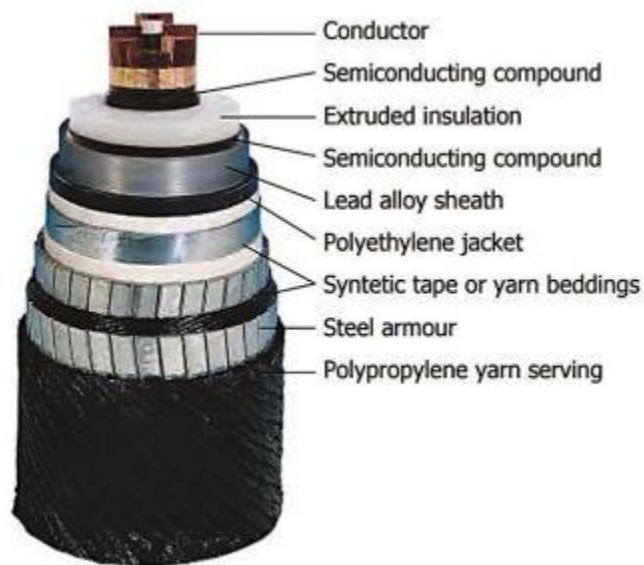


Figura 29. Estructura cable extruido [25]

En la Figura 29 quedan representadas las diferentes partes de las que se compone un cable extruido, las cuales de arriba abajo son:

- Conductor
- Compuesto semiconductor
- Aislamiento extruido

- Compuesto semiconductor
- Vaina de aleación de plomo
- Chaqueta de polietileno
- Cinta sintética o ropa de cama
- Armadura de acero
- Hilo de polipropileno

5.4 Tendido del cable

5.4.1 Buque cablero

El procedimiento de tendido del cable se realiza mediante un buque cablero. Estos buques son especialmente diseñados para este tipo de operaciones, contando con rampas y roldanas en proa y popa para la recogida y tendido del cable y cuentan con un personal especializado tanto en el tendido de cables como en la navegación. A continuación, se definen las partes más importantes del buque [29]:

❖ Tanques de cable

Tanques de gran capacidad donde va el cable enrollado. Ocupan la mayoría del espacio del buque y suelen estar situados en la superficie central.



Figura 30. Tanque del cable [29]

- ❖ Maquinaria especial para tender o recoger el cable

Mediante estas máquinas provistas de poleas y cadenas podemos controlar la tensión, velocidad y longitud del izado y tendido del cable. Se encuentran en la popa del buque.



Figura 31. Maquinaria de tendido y recuperación de cables del buque "René Descartes" [29]

- ❖ Laboratorio de medidas de transmisión óptica

Se encargan de comprobar que el cable y el sistema siguen funcionando correctamente durante su tendido

- ❖ Zona de empalmes

En ocasiones, tanto para instalación como para reparación se han de hacer empalmes en el cableado. Para ello se puede recurrir a una sala en el interior del buque acondicionada para el correcto empalme de ambas partes del cable.

- ❖ Sistemas de posicionamiento y control del buque

También denominado puente de mandos, donde se encuentra la sala principal de control del buque. Esta sala viene provista de un sistema automatizado para ir en régimen sin supervisión.

5.4.2 Requisitos de instalación y método de tendido

A la hora de realizar la instalación de un cable submarino se han de tener en cuenta 7 factores [24] [30]:

- 1) Selección de ruta provisional
- 2) Obtener permiso de las autoridades pertinentes
- 3) Encuesta de la ruta
- 4) Diseñar el sistema de cable para cumplir con las condiciones de la ruta seleccionada
- 5) Colocación del cable, incluido el enterramiento
- 6) Inspección a posteriori del tendido, puede ser necesaria en algunos casos
- 7) Notificación de la posición del cable a otros usuarios marinos

Una vez analizadas todas las condiciones de instalación se ha de proceder con ello. Para el tendido se cuentan con varias posibilidades [24] [26] [30]:

- I. Si el lecho marino es de arena fina y sin grandes sedimentos ni fondos rocosos se puede ir depositando el cable para que posteriormente el propio cable se vaya hundiendo en el lecho marino.
Durante ello se puede contar con la ayuda de buzos que verifiquen el correcto enterramiento y funcionamiento y ayudar a guiarlo.
- II. Por regla general los fondos no suelen ser tan regulares y espaciados, contando con fondos más duros y rocosos. De esta manera el método habitual de proceder es mediante la ayuda de un vehículo operado a distancia (ROVs). Estos vehículos se encargan de guiar el cable e ir cavando una zanja mediante un chorro de agua donde irán situados. A su vez por donde van pasando cubren los cables de nuevo con el sedimento extraído de la zanja.
Las profundidades de enterramiento suelen de ser de 1 m, y excepcionalmente puede alcanzar los 10 m como medio de protección.

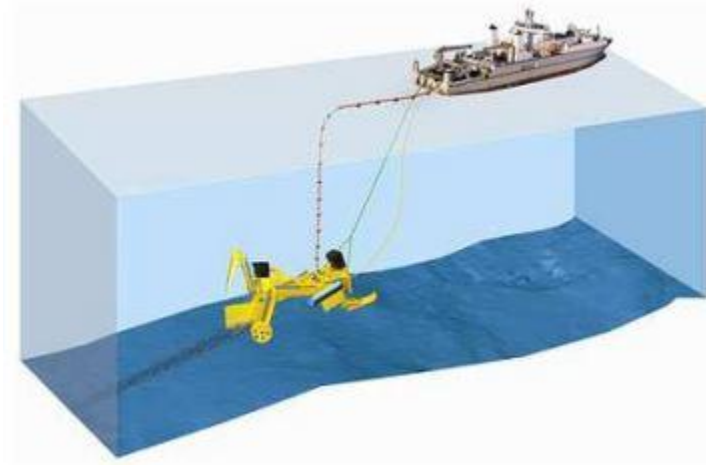


Figura 32. Tendido del cable mediante ROVs [26]

Cuando no es posible el uso de sedimentos a modo de cubierta protectora se pueden usar rocas o colchones de hormigón.



Figura 33. Colchón de hormigón [30]

- III. De forma puntual existe un tercer método para proceder, denominado “Trenching”, que viene a dar nombre al acto de cavar zanjas. La maquinaria utilizada en estas ocasiones es una excavadora submarina con cuchillas rotatorias.

La velocidad de instalación del cableado en el caso de cables de telecomunicación ronda los 100-150 km/día, con nuevas tecnologías hasta 200 km/día. Pero en el caso que nos concierne debido al tamaño y el volumen de trabajo de los cables de potencia, la velocidad es más reducida, entorno a una velocidad de 0,2 km/h.

Los buques especializados en este tipo de operaciones y más usados hoy día son:

- Skagerrak, de Nexans (figura 34)



Figura 34. Buque Skagerrak [31]

- Giulio Verne, de Prysmian (figura 35)



Figura 35. Buque Giulio Verne [32]

- Team Installer, de Topaz Energy and Marine (figura 36)



Figura 36. Buque Team Installer [30]

- C.S. Sovereign, de Global Marine Systems Ltd (figura 37)



Figura 37. Buque C.S. Sovereign [30]

5.4.3 Protección y Mantenimiento

Una vez finalizado el cableado pueden surgir dos tipos de faltas.

Por un lado, están las faltas directas, las cuales surgen de problemas internos, tales como fallos de diseño, tecnología defectuosa implementada en el sistema, fallos en el aislamiento o incluso por el entorno.

Por otro, las faltas indirectas, las cuales son más comunes, como daños estructurales debido al anclaje de una embarcación o redes de pescadores [26].

Como estos dos tipos de fallos son muy posibles, se debe tener ya una contramedida de actuación para que no ocurra, o si ocurren, saber solucionarlos.

Aquí es cuando se demuestran unas buenas pautas de mantenimiento y unas correctas protecciones en el cableado. En cuanto a protecciones del cableado se ha visto en el apartado anterior ejemplos como la protección con mantos de hormigón. Otro sistema utilizado en otras ocasiones es un revestimiento o la introducción del cable en un conducto de plomo o acero articulado que va por el fondo marino. Esto serviría en cuanto a protección externa del cable.

En cuanto al mantenimiento, se ha de realizar de manera periódica para evitar el deterioro y los posibles fallos ya mencionados. Esto se consigue mediante [30]:

- Inspección del cable para verificar posibles desgarros o desgastes
- Comprobación de la dirección del cable, para comprobar alteraciones geodinámicas del lecho
- Reemplazo preventivo de los componentes si se ven signos de desgarre o desgaste o están finalizando su vida útil
- Hacer cumplir las reglas y regulaciones

Las funciones de mantenimiento serán realizadas por buzos especializados o cámaras sumergibles y ROVs para la detección de fallos o deterioros. Si se encuentran faltas muy grandes que requieran la sustitución de una parte del cable, se ha de recurrir a la movilización de una embarcación. Primero se debe cortar el cable en dos partes, para que luego el buque cablero drague el fondo con un grampín (tipo de ancla de arrastre de 4 ganchos) para alzar ambas partes del cable. A continuación, dentro de la zona de empalme del buque, se empalman ambas partes del cable, para finalmente volver a depositarlo en el fondo [29].

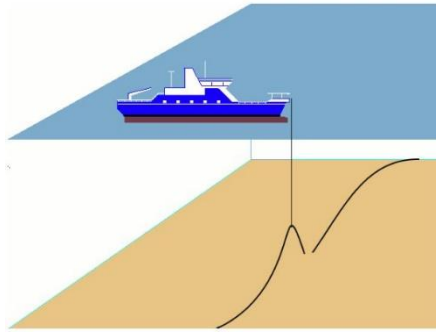


Figura 38. Corte y grampeo del cable [29]

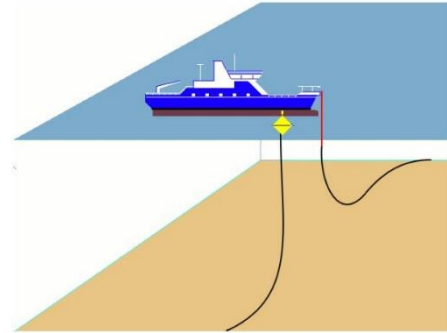


Figura 39. Empalme en el barco [29]

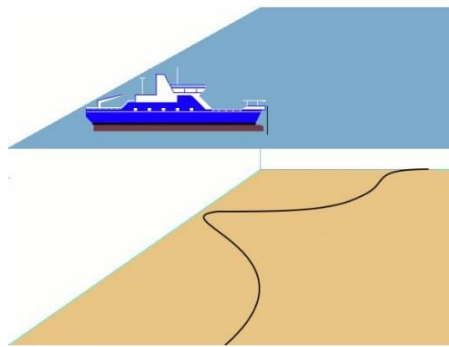


Figura 40. Vuelta al lecho del cable empalmado [29]

5.5 Marco legislativo

Las leyes costeras y zonas restringidas son diferentes en cada país, y en el capítulo 2.2 ya vimos las áreas españolas protegidas. En cuanto al cableado submarino podemos encontrar 3 leyes generales a nivel global:

- La Ley de 12 de enero de 1887, «Gaceta» núm. 13, incorporó en España el Convenio Internacional sobre Cables Submarinos, firmado en París el 14 de marzo de 1884 y que nuestro país ratificó mediante instrumento publicado en la «Gaceta» núm. 140 de 1888:

“Aquella norma legal tipifica como delito la rotura o deterioro de un cable submarino cometido dolosa o culposamente, penando esta conducta con prisión menor en sus grados medio o máximo, salvo aquellos casos en que los autores no hubieran tenido otro fin más que el de proteger su vida o la seguridad de sus buques y hubieran adoptado todas las precauciones necesarias para evitar dichas roturas

o deterioros. En todo caso lo que siempre procede es la indemnización civil por daños y perjuicios.”

“Igualmente contempla aquella norma legal los supuestos de indemnización del propietario de un cable por daños causados a otro al tender o reparar aquél, y los correspondientes a los propietarios de buques por los casos de pérdida de anclas, redes u otros útiles de pesca que hubiesen sido abandonados a fin de no causar daños a un cable submarino; el cual, por otra parte, caso de estar debidamente señalado, goza en las aguas jurisdiccionales españolas de una zona por cada lado de un cuarto de milla, en la cual las embarcaciones no pueden anclar, arrastrar redes ni otras artes que puedan inutilizarlo.”[33]

- Los Convenios de Ginebra de 29 de abril de 1958 y, sobre todo, la Convención de Jamaica de 1982 sobre Derecho del Mar han establecido que:

“en la alta mar se encuentra consagrado el principio de libertad de tendido de cables y tuberías submarinas. En la plataforma continental, el estado ribereño no puede impedir dicho tendido, a reserva de su derecho a tomar medidas razonables para la exploración de esa zona, la explotación de sus recursos y el control de la contaminación que pudiera causarse, y sin perjuicio de que el trazado de la línea para el tendido de las citadas tuberías se encuentre sujeto a su consentimiento.”

[33]

Según la Comisión Europea y descrito por los autores Mircea Ardelean y Philip Minnebo en su reporte técnico “HVDC Submarine Power Cables in the World” [24], estos tratados aseguran:

- 1. La libertad de instalar cables submarinos en alta mar más allá de la plataforma continental y reparar los cables existentes sin impedimentos o perjuicios;*
- 2. La libertad de instalar y mantener cables submarinos en la plataforma continental, sujeto a medidas razonables para la exploración de la plataforma continental y la explotación de sus recursos naturales;*
- 3. La libertad de instalar y mantener cables submarinos en la zona económica exclusiva de todos los estados;*
- 4. La capacidad de instalar cables submarinos en el territorio de un estado o mar territorial sujeto a condiciones y ejercicio de jurisdicción nacional;*
- 5. La libertad de mantener los cables submarinos existentes que pasan a través de las aguas de un estado archipelágico sin tocar tierra.*

CAPÍTULO 6. REQUISITOS DE FUNCIONAMIENTO QUE HA DE CUMPLIR UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

En este último entorno se van a ver los capítulos y artículos relacionados con los parques eólicos offshore. Estos tratan de las simulaciones que han de pasar con éxito, y cumplir los parques eólicos marinos, sobre la conexión entre generadores de energía y la red, según la normativa europea y la red europea de gestores de redes de transporte de electricidad (ENTSO-E).

Según el Reglamento de la Unión Europea (EU) 2016/631 de la comisión de 14 de abril de 2016 establecer un código de red en los requisitos para la conexión a la red de generadores [34]:

- Capítulo 7, artículo 57: *“Las simulaciones de cumplimiento especificadas en los párrafos 3 y 5 del artículo 54, así como en los párrafos 4, 5 y 7 del artículo 55, se aplicarán a cualquier módulo de parque de energía en alta mar”*

El primer artículo que hace mención directa a las simulaciones de parques offshore, no indica como tal unas simulaciones exclusivas, sino que deriva a unos artículos previos de ensayos a parques eólicos genéricos que también son válidos para los parques en alta mar. Se tratarán aquí sólo los apartados relacionados con la conexión y correcto funcionamiento de un parque offshore, para el resto de los artículos que se nombren y no se traten y se quiera más información se recomienda mirar las referencias [34] y [35]. Así que derivamos a ellos:

- Capítulo 6, artículo 54, apartado 3: *“Con respecto a la simulación de inyección rápida de corriente de falta, se aplicarán los siguientes requisitos:*
 - (a) se demostrará la capacidad del módulo de parque de energía para proporcionar una inyección rápida de corriente de falta de acuerdo con las condiciones establecidas en el apartado (b) del Artículo 20 (2);*
 - (b) la simulación se considerará válida si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el apartado b) del artículo 20 (2).*

En esta primera parte se menciona que demosremos la capacidad del parque y su efectividad para facilitar corriente de falta y las condiciones en las que es válido. Para ello se ha de ir a otro artículo nuevamente:

- Capítulo 3, artículo 2, apartado 2, subapartado b: *“el operador del sistema pertinente en coordinación con el TSO pertinente tendrá derecho a especificar que un módulo de parque de potencia sea capaz de proporcionar una corriente de falta rápida en el punto de conexión en caso de faltas simétricas (trifásicas), en las siguientes condiciones:*
 - (i) *el módulo de parque de potencia debe ser capaz de activar el suministro de corriente de falta rápida ya sea por:*
 - *asegurar el suministro de la corriente de falta rápida en el punto de conexión, o*
 - *medir las desviaciones de voltaje en los terminales de las unidades individuales del módulo de parque de energía y proporcionar una corriente de falta rápida en los terminales de estas unidades;*
 - (ii) *el operador del sistema pertinente en coordinación con el TSO pertinente especificará:*
 - *cómo y cuándo se determinará una desviación de tensión, así como el final de la desviación de tensión,*
 - *las características de la corriente de falta rápida, incluido el dominio de tiempo para medir la desviación de voltaje y la corriente de falta rápida, para las que la corriente y la tensión pueden medirse de forma diferente al método especificado en el artículo 2,*
 - *el tiempo y la precisión de la corriente de falta rápida, que puede incluir varias etapas durante una falla y después de su eliminación;”*

Este apartado se puede resumir en los pasos convenientes que se han de realizar en coordinación con el responsable operador del sistema de transmisión (TSO) para actuar en caso de corriente de falta rápida, es decir, los tiempos, medidas de actuación, conexiones y desconexiones y coordinación de las protecciones para actuar frente a esta corriente en caso de falta trifásica en el parque de potencia.

- Capítulo 6, artículo 54, apartado 5: *“Los siguientes requisitos con respecto a la simulación de recuperación de potencia activa posterior a la falta se aplicarán:*

(a) se demostrará la capacidad del módulo de parque de energía para proporcionar recuperación de energía activa después de faltas de acuerdo con las condiciones establecidas en el Artículo 20 (3);

(b) la simulación se considerará válida si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 20, apartado 3.

Una vez cometida la falta se han de comprobar los sistemas de recuperación del sistema, con sus correspondientes pasos y condicione de validación. El cual se comprueba en otro artículo:

“ Los módulos de parque de potencia de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la robustez:

(a) el TSO pertinente especificará la recuperación de energía activa posterior a la falta que el módulo de parque de potencia podrá proporcionar y especificará:

(i) cuando comienza la recuperación de energía activa posterior a la falta, en función de un criterio de voltaje;

(ii) un tiempo máximo permitido para la recuperación de energía activa; y

(iii) una magnitud y precisión para la recuperación de energía activa;

(b) las especificaciones se ajustarán a los siguientes principios:

(i) interdependencia entre los requisitos de corriente de falta rápida de acuerdo con los puntos (b) y (c) del párrafo 2 y recuperación de potencia activa;

(ii) dependencia entre los tiempos de recuperación de potencia activa y la duración de las desviaciones de tensión;

(iii) un límite especificado del tiempo máximo permitido para la recuperación de energía activa;

(iv) adecuación entre el nivel de recuperación de tensión y la magnitud mínima para la recuperación de potencia activa; y

(v) amortiguación adecuada de las oscilaciones de potencia activa.”

En el capítulo 6, artículo 55, apartados 4, 5, 7 se realizan las condiciones de simulación en caso de efecto isla, proporcionar inercia sintética y amortiguación de oscilaciones de potencia, respectivamente.

Si miramos la normativa de la ENTSO-E [35], comprobaremos que sus artículos asociados con las simulaciones en parques eólicos marinos son los mismos que los dictaminados por la UE. Si se desea, en el capítulo 7, artículo 51, se definen los artículos que se han de consultar para dichas simulaciones [35].

CAPÍTULO 7. ENTORNO SOCIOECONÓMICO

En este capítulo veremos el impacto social, medioambiental y económico de la construcción de un parque eólico marino. En el impacto económico será donde se realice un presupuesto de la construcción de un parque tipo, siendo algo orientativo y no un caso real, basado en aproximaciones de precios que se han visto en otros proyectos y empresas dedicadas a la energía eólica como Gamesa. Para ello se plantea la instalación de un parque eólico marino compuesto por un aerogenerador en costas de la isla Gran Canaria como el visto en el apartado 3.1.

7.1 Impacto social

- Nueva generación de empleos y desarrollo de la tecnología en la región.
- Reducción del coste en el recibo de la luz de los habitantes de la isla. En una zona como Gran Canaria que posee vientos constantes todo el año supondría una reducción que se mantendría constante todo el año.
- Gran Canaria es un gran destino vacacional, donde la gente busca paisajes y playas. La instalación no debería suponer un impacto visual para los turistas, pues se suelen encontrar instalados a una gran distancia afuera de la costa.
- El cableado marino podría acarrear encuentros entre los barcos de recreo y de pesca, debido a sus anclajes y zonas de arrastre. También al igual que se busca no alterar la fauna y flora, se estudia no cortar el paso de rutas de navegación habituales, debiendo instalar las correspondientes instalaciones de señalización y boyas para marcar la zona del aerogenerador.

7.2 Impacto ambiental

- El emplazamiento desde sus inicios debería respetar zonas de zonificación ambiental, luego no debería alterar al entorno marino ni migración de aves.
- Reducción de la huella de carbono y con ello también el coste por emisión de CO₂.
- Como se encuentra aguas adentro, no debería de intervenir ningún aspecto de contaminación acústica en la zona.
- Este tipo de tecnología no requiere de ningún tipo de refrigeración o posteriores vertidos nocivos para el medioambiente.
- El perímetro de los aerogeneradores es de acceso restringido, limitando las zonas de pescas, creando una protección involuntaria del entorno y creando nuevos ecosistemas en su base.

- El cableado se busca no interfiera con el fondo marino y que no sea nocivo con la fauna, por lo que no debería surgir ningún problema en cuanto a peligro para ellos.

7.3 Impacto económico

Costes totales:

AEROGENERADOR	
Nº AEROGENERADORES	1
POTENCIA (MW)	5
COSTE POR MW (€)	1.000.000 €
CIMENTOS	2.000.000 €
TRANSPORTE	600.000 €
TOTAL	7.600.000 €

Tabla 6. Costes Aerogenerador

SUBESTACIÓN	
COSTE TOTAL SUBESTACIÓN OFFSHORE	2.000.000 €
CIMENTACIÓN	1.000.000 €
TRANSPORTE	500.000 €
TOTAL	3.500.000 €

Tabla 7. Costes Subestación

CABLEADO SUBMARINO	
METROS	8000
PRECIO DEL METRO DE CABLE	200 €/m
TENDIDO DEL CABLE	3.750.000 €
TOTAL	5.350.000 €

Tabla 8. Costes Cableado Submarino

COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	2556.5163
COSTE O&M (€/MWh)	15
TOTAL	38647.7445 €

Tabla 9. Costes de Operación y Mantenimiento

COSTES TOTALES	
COSTE AEROGENERADOR	7.600.000 €
COSTE SUBESTACIÓN	3.500.000 €
COSTE CABLEADO SUBMARINO	5.350.000 €
COSTE O&M	38.647,7445 €
COSTE PERSONAL	5460 €
COSTE TOTAL	16.494.107,7445 €

Tabla 10. Costes Totales

CAPÍTULO 8. CONCLUSION Y TRABAJOS FUTUROS

8.1 Conclusión

Durante todo este proyecto se tenía como objetivo principal realizar una primera guía de los factores principales que se han de tener en cuenta para implementar un parque eólico en el mar.

A lo largo de toda la recopilación de datos extraídos de diferentes fuentes para poder realizar el proyecto, se ha podido confirmar la idea inicial sobre el incremento de la eficiencia de los parques en alta mar respecto los de tierra, teniendo entre un 30-50 % mayor de eficiencia y un periodo de vida que pasa de 10 a 20-25 años. Estos valores determinan que, aunque los medios de construcción e instalación sean más costosos y tediosos que otro tipo de energía limpia, a largo plazo resultan más económicos y aportan una producción de energía eléctrica más constante a lo largo del día, demostrando poseer un gran potencial.

A la par, los procesos más costosos de instalación, como puedan ser las cimentaciones y el transporte de las distintas partes que componen el aerogenerador, se están pudiendo reducir gracias a factores como las torres telescópicas o cimentaciones flotantes.

A nivel personal se ha aumentado y afianzado notablemente los conocimientos de esta tecnología en comparación a la base con la que se empezó. Se ha podido descubrir y plantear el funcionamiento del tendido del cableado submarino, aspecto que desde un inicio del proyecto se desconocía y el cual era foco de mi atención.

Por último, en cuanto a las cimentaciones flotantes, ha sido una gran sorpresa descubrir el funcionamiento de las mismas, y el desarrollo que se está realizando en este ámbito, pues abriría innumerables oportunidades en cuanto a la instalación de esta tecnología y, como se ha mencionado anteriormente, a nivel nacional supondría un gran avance en el que se debería invertir.

Además, dentro de las cimentaciones flotantes, se podría llegar a desarrollar como hipótesis aprovechar esa agua interna de las boyas y el vaivén de las olas chocando con ellas para obtener energía como una fusión de eólica y undimotriz (pendiente de estudio y viabilidad).

8.2 Trabajos futuros

En sus inicios el proyecto consistía en poder realizar un estudio real de cortocircuitos o implementación de un parque eólico marino.

Gracias al desarrollo y final ejecución del proyecto se ha podido realizar una base genérica sobre parques eólicos offshore, teniendo sobre todo en cuenta el apartado del cableado submarino, para que el día de mañana se puedan coger estos conceptos teóricos como partida de un trabajo más complejo en cuanto análisis práctico o simulación de los cálculos de un parque offshore.

Con los conocimientos adquiridos, se podrían extraer conceptos generales del sistema submarino y cimentaciones flotantes para poder realizar una primera hipótesis de unión de energía eólica y undimotriz.

Como vista final se podrían aprovechar los conocimientos adquiridos en conexión tipo HVDC o HVAC, para poder realizar la idea inicial de un estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en un cableado submarino.

GLOSARIO

HFCs: Hidrofluorocarbonos

IDAE: Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía

UC3M: Universidad Carlos III de Madrid

DFIG: Doubly Fed Induction Generator

HVDC: High Voltage Direct Current

HVAC: High Voltage Alternate Current

SCFF: Self-contained fluid-filled

SCOF: Self-contained oil-filled)

HPFF: High-pressure fluid-filled

HPOF: High-pressure oil-filled

HPGF: High-pressure gas-filled

GC: Gas compression

MI: Mass-impregnated

PILC: Paper-isulated lead-covered

PPL: Paper polypropylene laminate

IRC: Industrial Relay Card

VSC: Voltage Source Conversor

ROVs: Remotely Operated Vehicles

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators

EU: European Union

TSO: Transmission System Operator

LCC: Line Commutated Converter

VSC: Voltage Source Converters

GTO: Gate Turn-off Thyristor

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor

BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía) | Noticias | Parlamento Europeo», 07-mar-2018. [En línea]. Disponible en:
<http://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>.
[Accedido: 10-jul-2018].
- [2] «History of Europe's wind industry · WindEurope», 35 years. [En línea]. Disponible en:
<https://windeurope.org/about-wind/history/>. [Accedido: 11-jul-2018].
- [3] «La energía eólica produjo el 24,7% de la energía eléctrica en España en enero de 2018 • SMARTGRIDSINFO», SMARTGRIDSINFO, 07-feb-2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.smartgridsinfo.es/2018/02/07/energia-eolica-produjo-24-7-energia-electrica-espana-enero-2018>. [Accedido: 26-jul-2018].
- [4] «European Atlas of the Seas». [En línea]. Disponible en:
https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime_atlas/#lang=EN;p=w;bkgd=5;theme=7:1.00,120:1,2:0.75;c=311801.5851540277,7093069.109875918;z=2.
[Accedido: 27-jul-2018].
- [5] «Atlas». [En línea]. Disponible en: <http://www.marineplan.es/ES/es/atlas>.
[Accedido: 27-jul-2018].
- [6] «IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España». [En línea]. Disponible en:
<http://atlaseolico.idae.es/>. [Accedido: 27-jul-2018].
- [7] «Wind in Power: 2017 European Statistics», WindEurope, 13-feb-2018. [En línea].
Disponible en: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2017/>. [Accedido: 15-ago-2018].
- [8] «The Wind Rose». [En línea]. Disponible en: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/rose.htm>. [Accedido: 30-jul-2018].

- [9] Matias, «Generadores eléctricos para turbinas eólicas», 14-jul-2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.textoscientificos.com/energia/eolica/generadores-electricos-turbinas>. [Accedido: 02-ago-2018].
- [10] I. Rivera, «ENERGÍA EOLICA Y ESTABILIDAD DE RED», p. 27. Disponible en: https://www.aeeolica.org/uploads/documents/cie06/CIE06_2_5_Ignacio_Rivera.pdf [Accedido: 01-ago-2018]
- [11] «Integración de Energía Eólica a Gran Escala en los Sistemas Interconectados». [En línea]. Disponible en: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/wind/index12.html>. [Accedido: 03-ago-2018].
- [12] «Fig. 1. DFIG system with a back-to-back converter», ResearchGate. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/DFIG-system-with-a-back-to-back-converter_fig1_238009975. [Accedido: 03-ago-2018].
- [13] «How are offshore wind turbines anchored at sea?», Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/top-stories/iberdrola-shares-with-you/offshore-wind-turbines-foundations>. [Accedido: 04-ago-2018].
- [14] «Offshore Foundations: Mono Pile». [En línea]. Disponible en: <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/rd/monopile.htm>. [Accedido: 04-ago-2018].
- [15] «Monopiles Support Structures - 4C Offshore». [En línea]. Disponible en: <https://www.4coffshore.com/windfarms/monopiles-support-structures-aid4.html>. [Accedido: 04-ago-2018].
- [16] «Hywind - leading floating offshore wind solution - equinor.com». [En línea]. Disponible en: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>. [Accedido: 04-ago-2018].

- [17] «Ingenieria Maritima. Sistemas de fondeo y anclaje.pdf». Disponible en:
<http://www.almazan-ingenieros.es/data/archivo/Ingenieria%20Maritima.%20Sistemas%20de%20fondeo%20y%20anclaje.pdf> [Accedido: 04-ago-2018]
- [18] «Principle Power, Inc. - Globalizing Offshore Wind», Principle Power, Inc. - Globalizing Offshore Wind. [En línea]. Disponible en:
<http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>. [Accedido: 06-ago-2018].
- [19] «Floating turbine platform ready to tap the 2 TW offshore potential», Windpower Engineering & Development. [En línea]. Disponible en:
<https://www.windpowerengineering.com/construction/floating-turbine-platform-ready-to-tap-the-2-tw-offshore-potential/>. [Accedido: 06-ago-2018].
- [20] «Making of the modern offshore substation», Windpower Engineering & Development. [En línea]. Disponible en: <https://www.windpowerengineering.com/projects/making-modern-offshore-substation/>. [Accedido: 09-ago-2018].
- [21] S. Blázquez, «España explota el viento del mar», El País, Madrid, 11-oct-2015.
- [22] «OffshoreWindPresentation.pdf». Disponible en:
<http://www.ieeepesboston.org/files/2011/06/OffshoreWindPresentation.pdf>
[Accedido: 15-ago-2018]
- [23] «HVDC++efficiency+and+reliability_040908.pdf». Disponible en:
[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/\\$file/HVDC++efficiency+and+reliability_040908.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/$file/HVDC++efficiency+and+reliability_040908.pdf) [Accedido: 20-ago-2018]
- [24] M. Ardelean, P. Minnebo, European Commission, Joint Research Centre, y Institute for Energy and Transport, HVDC submarine power cables in the world: state-of-the-art knowledge. Luxembourg: Publications Office, 2015.

- [25] «HVDC vs. HVAC cables for offshore wind | New Energy Update». [En línea].
Disponible en: <http://newenergyupdate.com/wind-energy-update/hvdc-vs-hvac-cables-offshore-wind>. [Accedido: 26-ago-2018].
- [26] Javier Gonzalez Cubero, “Análisis de los Requisitos Eléctricos para el Diseño de un Parque Offshore de Energía Undimotriz”, Trabajo fin de carrera, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2011. [en línea]. Disponible en:
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4991/fichero/5+Sistemas+de+transmisi%C3%B3n.pdf>
[Accedido: 26-ago-2018].
- [27] «transmision_en_alta_tension_continua_hvdc_mediante_cables_tipo_xlpe.pdf».
Disponible en:
http://www.inducor.com.ar/articulostecnicos/transmision_en_alta_tension_continua_hvdc_mediante_cables_tipo_xlpe.pdf [Accedido: 26-ago-2018]
- [28] «Conductores eléctricos», Cables Submarinos-blog, 13-mar-2008. Disponible en:
<https://cablesubmarino.wordpress.com/2008/03/13/conductores-electricos/>
[Accedido: 26-ago-2018]
- [29] I. Marino, «Buques Cableros y Sistema de posicionamiento (DP) para (Offshore)», Ingeniero Marino, 10-mar-2014. Disponible en: <https://ingenieromarino.com/buques-cablers-y-sistema-de-posicionamientodpparaoffshore/> [Accedido: 26-ago-2018]
- [30] E.-E. E. Portal, «Installing a submarine transmission cable, how they do it | EEP», EEP - Electrical Engineering Portal, 11-sep-2017. Disponible en: <https://electrical-engineering-portal.com/installing-submarine-transmission-cable>
[Accedido: 26-ago-2018]
- [31] «NEXANSSKAGERRAK, Cable Layer - Detalles del buque y posición actual - IMO 7619458 MMSI 257253000 - VesselFinder». [En línea]. Disponible en:
<https://www.vesselfinder.com/es/vessels/NEXANSSKAGERRAK-IMO-7619458-MMSI-257253000>. [Accedido: 28-ago-2018].

- [32] «Red Eléctrica inicia hoy el tendido del cable submarino de interconexión entre la península Ibérica y las Baleares». [En línea]. Disponible en: <https://eleconomico.es/economia/99084->. [Accedido: 28-ago-2018].
- [33] «Cables submarinos». [En línea]. Disponible en: <http://www.encyclopedia-juridica.biz14.com/d/cables-submarinos/cables-submarinos.htm>. [Accedido: 28-ago-2018].
- [34] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance), vol. 112. 2016.
- [35] «130308_Final_Version_NC_RfG.pdf». Disponible en: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf [Accedido: 31-ago-2018]
- [36] «¿por qué se produce el viento? - Ciencia y Educación», 15-sep-2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.taringa.net/posts/ciencia-educacion/18130233/Por-que-se-produce-el-viento.html>. [Accedido: 11-sep-2018].
- [37] Omar, «CLAPTIL: Orientación: Rosa de los vientos», CLAPTIL, 07-abr-2012. .
- [38] «Función de distribución de Weibull». [En línea]. Disponible en: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>. [Accedido: 11-sep-2018].
- [39] D. Fuente Chavarría, «Cumplimiento de requisitos de conexión a red de sistemas HVDC para parques eólicos marinos», oct. 2013. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/18112>
- [40] Natalia, «Partes», energizateconnatalia, 13-Sep-2018. [En línea]. Disponible en: <https://energizateconnatalia.wordpress.com/energia-eolica/aerogeneradores/partes/>
- [41] M. Chinchilla, Apuntes asignatura «Eólica y fotovoltaica», Universidad Carlos III de

Madrid, curso 2015-2016